

PROYECTO FINAL DE CARRERA:

ESTUDIO COMPARATIVO DE TIPOS DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS



Universidad
Zaragoza



Escuela
Universitaria
Ingeniería
Técnica
Industrial
ZARAGOZA

AUTOR: Angel Viñuales Fanlo

DIRECTORES: Antonio Montañés Espinosa
Angel Santillán Lázaro

ESPECIALIDAD: Electricidad

CONVOCATORIA: Septiembre de 2011



ÍNDICE

CAPÍTULO 1º: FUNDAMENTOS DE LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS.....	1
1.1- IMPORTANCIA DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES.....	1
1.2- INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA HIDRAÚLICA.....	3
1.3-TIPOS DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS.	4
1.4-PARTES QUE COMPONEN UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA.....	9
1.4.1-OBRA CIVIL.....	9
1.4.2-EQUIPO MECÁNICO Y ELÉCTRICO.....	22
1.5- MINICENTRALES HIDROELÉCTRICAS.	31
CAPÍTULO 2º: INFLUENCIAS EN EL ENTORNO	33
2.1-APORTACIÓN DE LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS AL SISTEMA DE PRODUCCIÓN.	33
2.2-IMPACTO AMBIENTAL Y SOCIAL.	36
CAPÍTULO 3º: ELEMENTOS CONSTRUCTIVOS.....	39
3.1-INTRODUCCIÓN.....	39
3.2-DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS FUNDAMENTALES.....	40
3.3-ASPECTOS TÉCNICOS Y CONSTRUCTIVOS.	44
3.4-CUADRO RESUMEN.....	53
CAPÍTULO 4º: ESTUDIO ESTADÍSTICO.....	55
4.1-JUSTIFICACIÓN Y FUENTES CONSULTADAS.	55
4.2-CRITERIOS DE SELECCIÓN Y CLASIFICACIÓN.....	56
4.3-LISTADO DE CENTRALES SOMETIDAS A ESTUDIO.....	57
4.4-ANÁLISIS DE PARÁMETROS.	69
CAPÍTULO 5º: ASPECTOS ECONÓMICOS	89
5.1-INTRODUCCIÓN.....	89
5.2-CASOS TIPO PER.....	92
5.3-CASO REAL: PROYECTO DE MINICENTRAL HIDRÁULICA	96
CAPÍTULO 6º: CONCLUSIONES Y PERSPECTIVAS FUTURAS.....	99
6.1-CONCLUSIONES DERIVADAS DEL ESTUDIO.	99
6.2-SITUACIÓN ACTUAL.	100
6.3-PERSPECTIVAS FUTURAS.....	101
CAPÍTULO 7º: SITUACIÓN DE LA ENERGÍA HIDROELÉCTRICA EN ARAGÓN.	109
7.1-BREVE HISTORIA DE LA HIDROELECTRICIDAD EN ARAGÓN.....	109
7.2-CRONOLOGÍA.	115
BIBLIOGRAFÍA.....	119
ANEXOS	



ÍNDICE



Proyecto Fin de Carrera

Escuela de Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza



RESUMEN

En la situación actual, con una preocupación cada vez mayor por el medio ambiente y la certeza del agotamiento de los combustibles fósiles a medio plazo, el desarrollo de las llamadas energías limpias vive una época de pleno auge tecnológico, pero en el caso de la energía hidroeléctrica, lo cierto es que ese desarrollo ya se ha venido dando durante mucho tiempo atrás. Así como otro tipo de tecnologías (léase solar o eólica) se han visto marginadas hasta épocas no muy lejanas, en el caso que nos ocupa han existido instalaciones productoras desde hace más de un siglo, lo que ha posibilitado un gran progreso y una amplia variedad estructural de las mismas.

A lo largo de este estudio se establecerá una clasificación de los tipos de centrales hidroeléctricas atendiendo a sus distintas características estructurales y de funcionamiento, para a continuación exponer los comportamientos y resultados de cada uno de los tipos conforme a la clasificación establecida. Para ello se recurrirá tanto a aspectos teóricos como a datos reales de centrales que se encuentran en funcionamiento. Con los resultados obtenidos, podremos hacernos una idea de cómo ha ido evolucionando esta tecnología y de lo que se puede esperar de ella en el futuro.



RESUMEN



Proyecto Fin de Carrera

Escuela de Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza



CAPÍTULO 1º: FUNDAMENTOS DE LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS.

1.1- IMPORTANCIA DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES.

A parte de las energías hidráulica y eólica, que han sido ampliamente utilizadas desde tiempos inmemoriales para su aprovechamiento en forma de energía mecánica (molinos), en los últimos tiempos se ha experimentado un interés creciente por nuevas formas de energía más respetuosas con el medio ambiente y no dependientes de los combustibles fósiles, que además de contaminantes son limitados. Otra ventaja a tener en cuenta es su carácter autóctono, lo que elimina la dependencia externa de algunos territorios escasos en ese tipo de combustibles.

Puede afirmarse que el primer arranque importante en el estudio y desarrollo de este tipo de energías se produjo a finales de los años setenta y principios de los ochenta del pasado siglo (tras la crisis del petróleo de 1973), cuando se comenzaron a implantar plantas experimentales destinadas a la investigación de energías tales como la eólica, biomasa o solar. No obstante, ha sido en los últimos años cuando, gracias al impulso de los gobiernos e instituciones, se ha apreciado un mayor avance. La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático del 9 de mayo de 1992 en Nueva York trajo como consecuencia la firma del conocido Protocolo de Kioto, que ha motivado la redacción de varias legislaciones para diversas regiones y países. Así, en la Comunidad Europea se han llevado a cabo iniciativas como el VI Programa de Acción en Materia de Medio Ambiente de 2001: "*Medio Ambiente 2010: el futuro en nuestras manos.*" o la publicación de los llamados *Libro Verde* y *Libro Blanco*, que ponen las bases para el fomento de energías respetuosas con el medio ambiente y al mismo tiempo competitivas. Centrándonos en nuestro país, en 1999 se redactó el *Plan de Fomento de las Energías Renovables (PLAFER)* con el objetivo principal de cumplir con los límites de emisiones contaminantes firmados en el citado Protocolo de Kioto para el horizonte del año 2010. La nueva Normativa Técnica de Edificación (NTE) ayudará a introducir en el ámbito doméstico y comercial los parámetros que conduzcan a un mejor aprovechamiento de energías como la solar. También tienen especial interés



en este impulso organizaciones gubernamentales tales como el *Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas* (CIEMAT) y el *Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía* (IDAE); o no gubernamentales como es la *Asociación de Pequeños Productores y Autogeneradores de Electricidad con Fuentes de Energía Renovables* (APPA). Por último, cabe destacar la labor desarrollada en Aragón por el *Centro de Investigación del Rendimiento de Centrales Eléctricas* (CIRCE).

Para medir el impacto ambiental que produce una determinada fuente de energía se utiliza generalmente una unidad inventada por el Departamento de Medio Ambiente del Gobierno Suizo denominada **ecopunto**¹. Esta unidad tiene en cuenta todos los aspectos que configuran el aprovechamiento de cada recurso energético, desde las actuaciones previas, pasando por la construcción de la central y sus componentes, hasta las emisiones consecuencia de su explotación, incluyendo también el transporte del combustible. Los estudios realizados mediante este sistema ponen de relieve las ventajas medioambientales que ofrecen energías como la solar, eólica o hidroeléctrica frente a otras más convencionales como la termoeléctrica o la nuclear.

Después de todo lo dicho, es evidente que el caballo de batalla de las nuevas energías renovables en la actualidad es conseguir una rentabilidad máxima que las haga verdaderamente competitivas principalmente frente a los combustibles fósiles. Como consecuencia de ello, cobra especial interés la optimización de los recursos disponibles en cada emplazamiento, mediante el estudio pormenorizado de cada caso en particular. Del mismo modo, los departamentos de I+D de las compañías dedicadas a la fabricación de los componentes y equipos, así como las que se ocupan de la explotación deben trabajar continuadamente para conseguir cada vez unos rendimientos más altos de las instalaciones.

¹Los ecopuntos miden el impacto ambiental por cada Terajulio de electricidad producido.



1.2- INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA HIDRAÚLICA.

La energía hidráulica es, de todas las energías renovables, la más explotada y durante más tiempo desde el inicio de la era industrial.

Esta fuente de energía se basa en el aprovechamiento del ciclo del agua propiciado por el sol, que consiste básicamente en la transformación de la energía solar(en forma de calor que ocasiona la evaporación del agua) en energía potencial (al producirse las precipitaciones en lugares más elevados que los de su origen). Esto pone de manifiesto el carácter claramente autóctono de este recurso, ya que solamente es aprovechable *in situ* y además no depende de aportaciones externas. La energía potencial y (en menor medida) cinética que posee el agua se transforma en energía mecánica en la turbina, que sale del alternador en forma de energía eléctrica para su utilización.

Aunque no resulte sencillo, es posible calcular la cantidad de energía que teóricamente se podría aprovechar a nivel mundial considerando las evaporaciones y precipitaciones sobre el mar y los continentes y la altura media de estos últimos (870 metros), habiéndose estimado en 32×10^{19} julios. A esta cantidad se le denomina *potencial bruto o teórico*. Si tenemos en cuenta que en la práctica es imposible aprovechar toda esta cantidad de energía, aparece otro nuevo concepto llamado *potencial técnicamente aprovechable*, que se estima en $3'5 \times 10^{19}$ julios. Si consideramos sólo la cantidad que se podría explotar con suficiente rentabilidad económica, hablaremos de *potencial económicamente explotable*.

En España, aunque a principios del siglo pasado la hidroelectricidad tenía ya un cierto peso específico fue a mediados de siglo cuando existió mayor proliferación en la construcción de centrales hidroeléctricas, llevando a cabo grandes infraestructuras que permitían la explotación de los cauces mediante un sistema de embalses escalonados en gran parte de los casos. No obstante, sólo está explotada aproximadamente la mitad del potencial técnicamente aprovechable, que está estimado en 23×10^{16} julios. Dado que en las zonas en que, debido a su gran caudal o desnivel, ya existen grandes centrales económicamente rentables, para exprimir el potencial restante se necesita otro tipo de centrales. Éstas son las llamadas *minicentrales hidroeléctricas*, que se tratarán con detenimiento más adelante.



1.3-TIPOS DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS.

Existen dos parámetros fundamentales a la hora de considerar el emplazamiento de una central hidroeléctrica: la topografía y el caudal. Así, existe la posibilidad de emplazamientos que, aún ofreciendo una pequeña cantidad de caudal, tengan suficiente interés por poseer un desnivel importante y viceversa. Las peculiaridades de cada zona teniendo en cuenta estos dos factores hacen que las características de una central sean prácticamente únicas por obtenerse en cada caso particular una solución específica en pro de su optimización. Con todo, es posible realizar una clasificación muy general atendiendo a la manera de aprovechar la energía. Esta es una de las posibles clasificaciones:

Centrales de agua fluyente o de canal en derivación.

En este tipo de instalaciones se desvía parte del agua del río de su cauce normal mediante la construcción de una pequeña presa o azud que eleva el nivel de éste. Así, se puede canalizar el agua hasta la ubicación de la central, o construirla directamente sobre el cauce del río.

El agua desviada se hace pasar por un canal o tubería de derivación que llega hasta la cámara de carga. De ella sale la tubería forzada, que es la que produce la transformación de energía potencial en energía de presión al llegar a la turbina de la central. Una vez turbinada, el agua se devuelve al río mediante el canal de descarga.

El mayor inconveniente de este tipo de centrales es la imposibilidad de regulación, por lo que la potencia instalada depende del caudal. Por ello, a la hora de proyectar una instalación, es imprescindible conocer el régimen del río.

Los emplazamientos típicos son las zonas con poca altura de salto y elevado caudal, aunque también se aprovechan zonas con buenas condiciones orográficas y poco caudal, en cuyo caso se suelen recoger aportaciones de varios cauces.

Dentro de estas instalaciones existe un tipo específico que son las centrales en canal de riego, sujetas a las épocas de abastecimiento, que se producen normalmente entre 3 y 6 meses del período de verano, lo que supone unas 2000 horas de funcionamiento de media.



Ilustración 1: Esquema de una central de agua fluyente.

Fuente: www.ecovive.com.

Centrales de embalse o de regulación.

Este tipo de centrales se basa en el almacenamiento de gran cantidad de agua mediante una presa artificial de entre 3 y varias decenas de metros de altura. De esta manera, el agua puede permanecer acumulada y ser soltada a voluntad cuando resulte necesaria.

Para dar paso al agua se utiliza una abertura en la presa denominada toma de agua, que la divide en dos partes: la zona útil es la que se encuentra por encima de la toma y la zona muerta por debajo. La zona útil es la que fija la capacidad de regulación. Ésta puede ser diaria, semanal, anual o plurianual.

La principal ventaja de este tipo de presas es la posibilidad de producción de electricidad para cubrir los picos de consumo en las horas punta.

Dependiendo de la ubicación de la central, se puede considerar la siguiente subclasiﬁcación:

- Centrales a pie de presa.

Se encuentran adosadas a la zona inferior de la presa y aprovechan la propia altura de ésta. Los conductos que llevan el agua a la central están situados en el interior de la presa misma. En este tipo de presas el agua se deja circular cuando es necesario el abastecimiento de puntos aguas abajo de la presa,



por lo que es en esos momentos cuando suelen funcionar las turbinas de la central.



Foto 1: Central a pie de presa de San Esteban (Galicia).

Fuente: *Grandes presas*, Iberdrola.

- Centrales mixtas.

En este caso la central se encuentra aguas abajo de la presa para aumentar la altura del salto y con ella la potencia. El agua entra inicialmente en un conducto horizontal denominado galería de presión, al final del cual se sitúa la llamada chimenea de equilibrio, un conducto vertical y abierto a la atmósfera en su parte superior y que sirve para evitar los posibles golpes de ariete que podrían causar daños graves en las turbinas. De aquí el agua pasa a la tubería forzada, que es donde se produce el desnivel, y la conduce hasta la central.

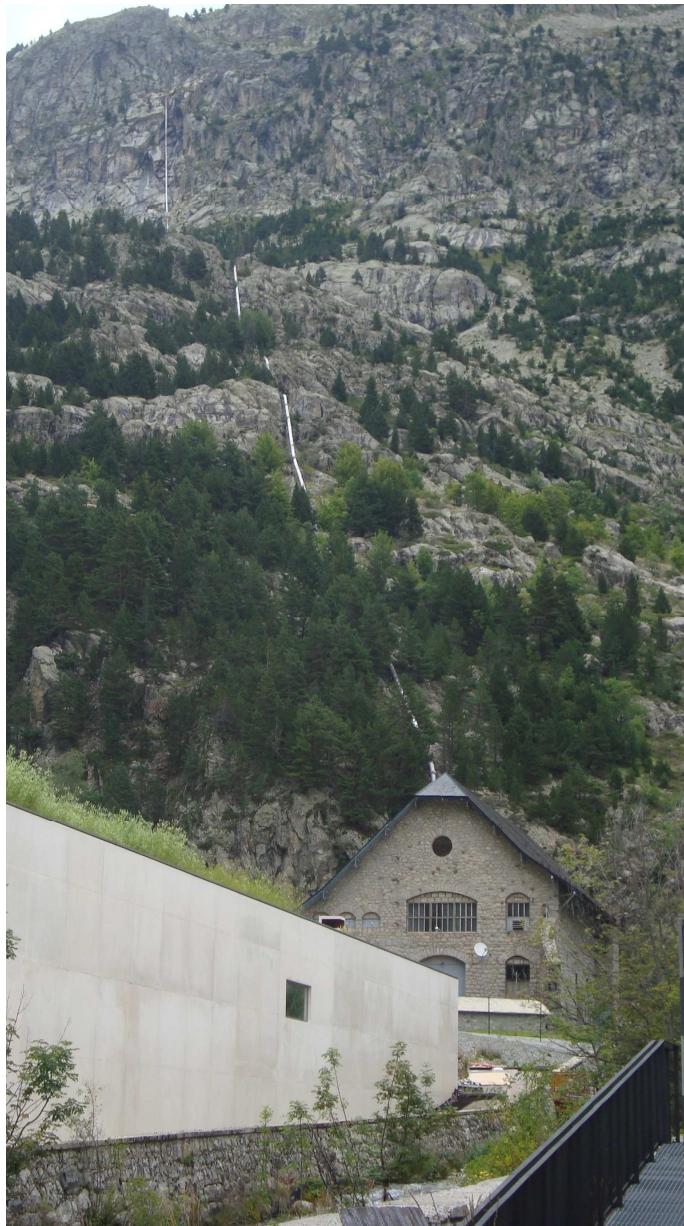


Foto 2: Central mixta de Baños, Balneario de Panticosa (Huesca).

Fuente: propia.

Centrales de bombeo o reversibles.

Su constitución es similar a la de las centrales de embalse mixtas, pero la diferencia radica en la posibilidad de invertir el proceso, es decir, bombear hacia arriba el agua que ya ha sido turbinada. Así, durante el día, cuando se produce mayor demanda energética(horas punta), la central funciona produciendo energía eléctrica; y durante la noche, cuando la demanda energética es menor(horas valle), se bombea el agua de nuevo hacia el embalse superior.



Si recibe aportación natural de agua, la central se denomina de bombeo mixto, mientras que si no recibe aportación alguna o ésta es menor del 5 por ciento del agua turbinada, recibe el nombre de bombeo puro.

Como puede verse, el balance energético es siempre negativo. No ocurre lo mismo con el beneficio económico, puesto que se basa en la diferencia de precios entre el kWh producido en horas punta y el kWh consumido en horas valle. Otra ventaja de este tipo de centrales es que mejoran el factor de potencia de la red, ya que funcionan como carga en los momentos de menor consumo.

Su conexión a la red en España se produce a Muy Alta Tensión (220 ó 400 kV).

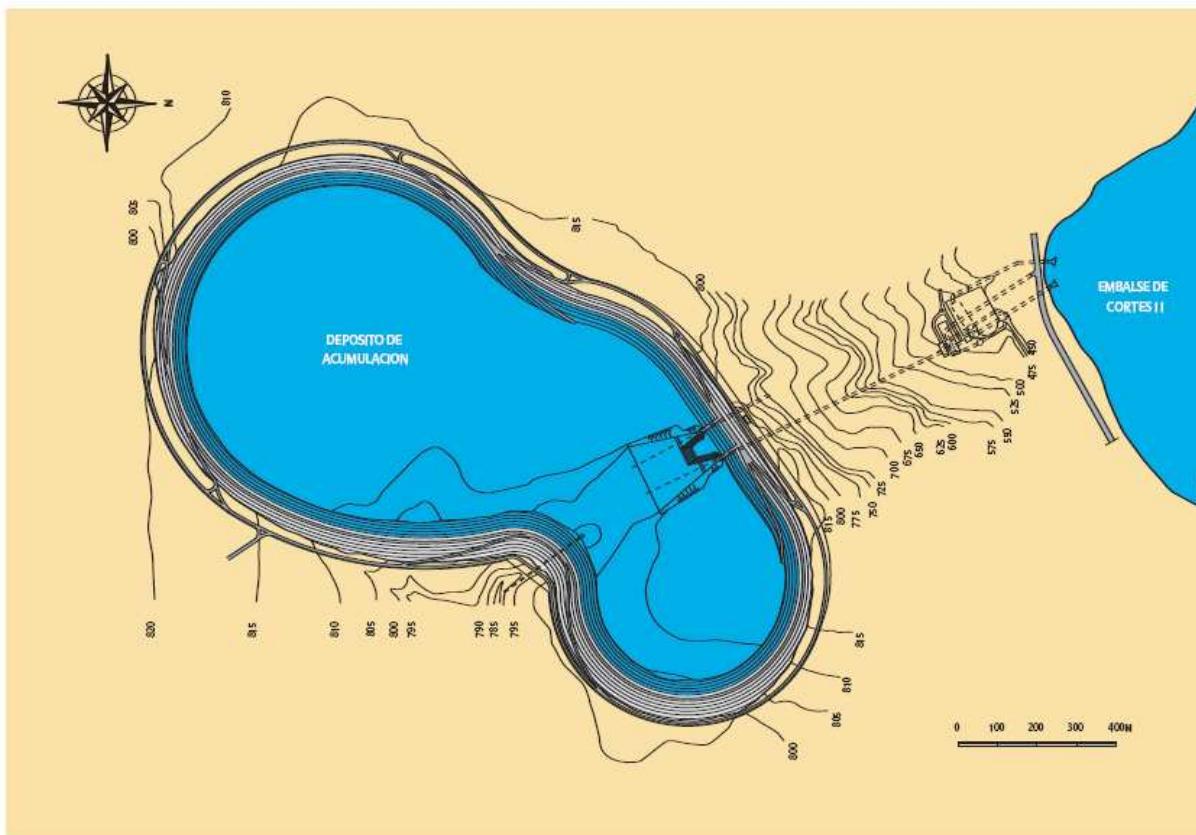


Ilustración 2: Esquema cenital de la central reversible de Cortes-La Muela.

Fuente: *Grandes presas*, Iberdrola.



1.4-PARTES QUE COMPONEN UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA.

1.4.1-OBRA CIVIL.

Presas.

Son construcciones destinadas al almacenamiento y elevación del nivel del agua. La presa debe soportar fuerzas verticales (como el peso y la componente vertical de la presión hidrostática del agua), horizontales (componente horizontal de la presión hidrostática) y otras que se pueden dar en ciertas situaciones (hielo, sedimentos, variaciones de temperatura, oleaje, efectos sísmicos...).

Dependiendo de su forma o del material utilizado, se pueden clasificar en varios tipos:

- De gravedad: La estabilidad se debe al propio peso de la presa. Consiste en un perfil robusto y macizo de hormigón de forma triangular o trapezoidal. El terreno debe ser consistente.
- De arco-gravedad: Se apoya tanto en el terreno como en las laderas. Su diseño es de forma circular.
- De arco: Se apoya principalmente en las laderas, por lo que éstas deben ser de roca fuerte. Tiene forma curvada.
- De bóveda o de cúpula: Se apoya en las laderas y se suele construir en valles angostos con terreno consistente. Su forma es esférica y convexa hacia el embalse. Tienen menos sección pero mayor cimentación que las de gravedad.
- De contrafuertes: Como las de gravedad, pero compuesta por varios tramos reforzados con contrafuertes. Así se disminuye la cantidad de hormigón utilizada.
- De tierra: Presa de gravedad constituida por un gran macizo de tierra. Posee una gran base y poca altura.
- De escollera: Similar al tipo anterior, pero construida con piedra.
- Inflable: Consiste en una bolsa tubular de goma que se coloca a través del curso de un río para elevar el nivel del agua. Cuando ese nivel sobrepasa una cierta altura, la presa se desinfla automáticamente y queda aplastada por el agua.



Foto 3: Presa de arco-gravedad del embalse de Búbal. Valle de Tena (Huesca).

Fuente: propia.

Azudes.

Consiste en un muro transversal al curso del río que eleva ligeramente el nivel del agua. Su misión es provocar un remanso para desviar parte del caudal y elevar un poco la altura del salto, de manera que el agua que no es desviada sigue su curso natural.

Se construyen de hormigón, ladrillo o tierra y pueden estar revestidos de escollera o ladrillo. Aguantan el empuje del agua con su propio peso y se suelen anclar al terreno para mayor seguridad.



Foto 4: Azud de la Central de Almadenes. Cieza (Murcia).

Fuente: *Grandes presas, Iberdrola.*

Aliviaderos.

Su objetivo es poder liberar parte del agua retenida en el caso de que sea necesario. Existen tres tipos:

- De superficie: Son aberturas simétricas practicadas en la parte superior de la pared principal de la presa. También puede haber dos en los laterales (vertederos laterales).
- Túneles aliviaderos: Son independientes de la presa. Se construyen en principio para desviar el agua durante la construcción de la presa y más tarde se utilizan para desalojar el agua sobrante.
- De emergencia: Se sitúan en la parte central superior de las presas de bóveda para los casos de emergencia como grandes avenidas.

Para amortiguar la energía que lleva el agua al caer, se practican en la pared de la presa unas canalizaciones a modo de tobogán y en el pie de presa el cuenco de amortiguación.



Foto 5: Aliviaderos de superficie de la Presa de Paso Nuevo. Benasque (Huesca)

Fuente: propia.

Desagües de fondo.

Son conductos horizontales practicados a través de la presa y situados cerca de las cimentaciones. Tienen la doble misión de controlar el agua evacuada y vaciar totalmente el embalse si resulta necesario. Están protegidos mediante rejillas que impiden el paso de cuerpos sólidos susceptibles de obstaculizar el paso del agua y su apertura está controlada mediante compuertas y ataguías.

Desagües de medio fondo.

Son similares a los anteriores, pero practicados en el centro y los laterales a media altura. Tienen el doble cometido de elemento de seguridad y regulador del nivel del embalse.

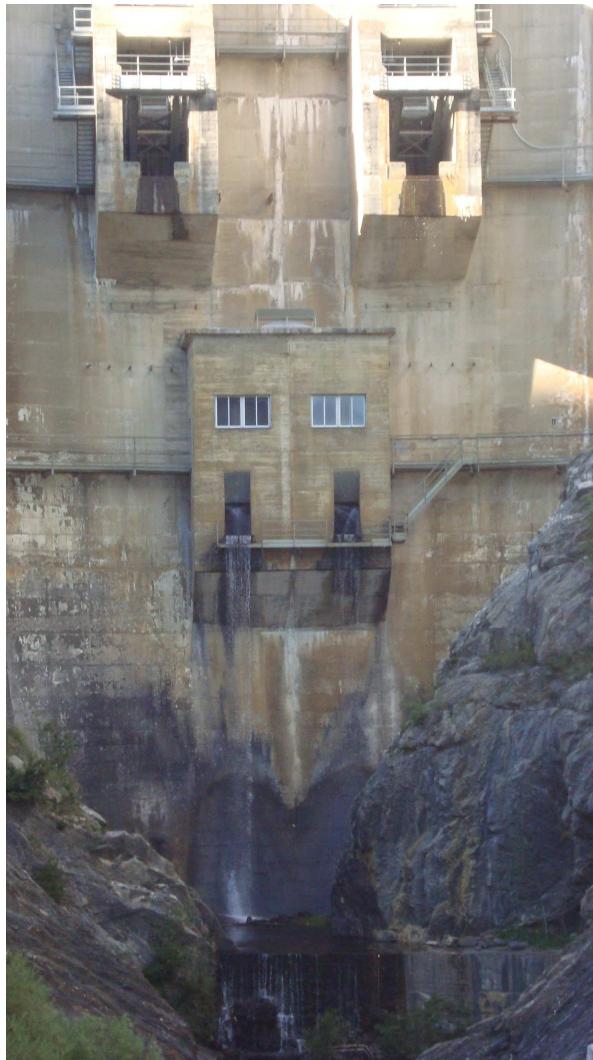


Foto 6: Vista exterior de los desagües de la Presa de Lanuza (Huesca).

Fuente: propia.

Obras de toma.

Su función consiste en captar el agua que será conducida a la central y debe estar diseñada para evitar turbulencias que podrían ocasionar pérdidas de carga. Suele estar protegida mediante rejillas con peines de limpieza automatizados para impedir el paso de cuerpos sólidos. El control de paso se realiza mediante válvulas, compuertas o ataguías que disponen de un inyector de aire para evitar los fenómenos de **cavitación**² cuando se produce el cierre total de las mismas.

²Cavitación: Formación de burbujas de vapor en un fluido debido a cambios bruscos de velocidad al encontrarse la presión por debajo de la de vaporización. Estas burbujas tienden a ir hacia las zonas con menor presión.



Su diseño varía en función del tipo de central. Así, en las presas, se trata de una embocadura situada bajo el nivel del agua, aunque, en algunos casos, puede constituir una estructura independiente. En el caso de los azudes, consiste en un ensanchamiento para desviar el volumen de agua solicitado. Por último, en pequeños ríos de montaña se suele construir un canal transversal al cauce en el que el agua entra por la parte superior.



Foto 7: Toma (canal de derivación) de la Central de Gallur (Zaragoza).

Fuente: propia.

Canales o tuberías de conducción.

Su misión es conducir el agua desde la toma hasta la cámara de carga. Puede ser abierto en su parte superior o enterrado. Si el terreno reúne las características adecuadas, puede practicarse directamente en él, aunque lo más habitual es construirlo artificialmente a base de hormigón.

Es importante que la velocidad del agua sea pequeña y que se produzca la menor pérdida de carga posible, por lo que se diseña con una pendiente pequeña (en torno al 0,05 por ciento) y con un área suficiente para que no se encuentre nunca totalmente llena.



Foto 8: Canal de conducción de la Central de Gallur (Zaragoza).

Fuente: propia.

Túneles y galerías.

Son conductos cerrados y normalmente bajo tierra que conducen el agua en régimen forzado hasta la cámara de carga. Cuando existen estos conductos se puede prescindir de esta última y enlazar directamente con la tubería forzada que lleva el agua hasta la central.

Cámara de carga.

Se trata de un depósito que sirve de enlace del canal con la tubería forzada que lleva el agua a la turbina. Su misión es contener el volumen de líquido necesario para el arranque de la central desde la posición de parada. También se ocupa de proporcionar presión al agua y se debe construir de manera que se impida la entrada de aire.

La cámara de carga debe estar provista de un aliviadero para poder ser vaciada en caso de parada de la central.



Tuberías forzadas.

Son tuberías que conducen el agua a presión desde la cámara de carga hasta la turbina salvando el desnivel existente.

Deben estar construidas de manera que soporten sin problemas las grandes presiones que se producen por efecto del agua. Los materiales utilizados son: hormigón armado, acero, fundición, fibrocemento, o plástico reforzado con fibra de vidrio. Pueden disponerse al aire libre con apoyos o enterradas sobre fondo de arena y con anclajes de hormigón, teniendo que disponerse en el último caso de entradas para la inspección. En el caso de saltos pequeños, la sección y espesor suelen ser constantes, mientras que en saltos grandes la sección debe ser menguante y el espesor de la tubería creciente.

Como elementos de protección, en todos los casos deben poseer juntas de dilatación, así como conductos destinados a la entrada y salida de aire. Para el cierre y seguridad, la entrada a la tubería se controla mediante la válvula o compuerta de entrada, mientras que en la salida esta función la desempeña el órgano de regulación de la turbina.



Foto 9: Tubería forzada de la central de Seira (Huesca).

Fuente: propia



Chimenea de equilibrio.

Cuando existe una interrupción brusca de la circulación del agua en la tubería forzada (debida al cambio de velocidad o parada de las turbinas) se producen grandes variaciones de presión en sus paredes. Este efecto se denomina golpe de ariete y puede resultar muy perjudicial para las turbinas. Para evitarlo, se construye un pozo vertical lo más cercano posible a las turbinas denominado chimenea de equilibrio.

Cuando se produce una sobrepresión, el nivel de agua asciende por la chimenea, contrarrestando el efecto, mientras que al producirse una subpresión, el nivel desciende. La chimenea de equilibrio sirve también como suministro temporal en casos de aumento de carga.

Escala de peces.

Este es un aspecto al cual hasta hace algunos años no se le prestaba demasiada atención, pero que es fundamental desde el punto de vista ecológico. Es por ello por lo que existen muchas presas que, dependiendo de la época en la que fueron construidas, no se dotaron de este dispositivo.

Las presas pueden causar un impacto importante sobre la fauna de un río, sobre todo cuando estas superan el medio metro de altura. Para garantizar la circulación de la fauna piscícola se puede escoger entre varias alternativas que adaptaremos a cada situación dependiendo de aspectos como el tipo de presa, la altura del salto o el régimen del caudal:

- **Escalas de depósitos sucesivos (o escala de artesas).**

Consiste en la descomposición en pequeños saltos mediante depósitos. Su ventaja es su buena adaptación a los cambios de caudal.

- **Escalas con ralentizadores.**

Canal de secciones rectangulares con pendiente de hasta el 20% con estructuras cuya misión es frenar la velocidad del agua.

- **Esclusas para peces.**

Su funcionamiento es similar al de las esclusas para navegación. Su construcción se debe realizar obligatoriamente al mismo tiempo que la presa, por lo que no es viable su adaptación a presas que no dispongan de escala para peces.



- **Ascensores para peces.**

Se basa en una jaula o cubeta que captura los peces y los eleva hasta el nivel superior. Sus ventajas son: su bajo coste de construcción, independientemente de la altura; el reducido espacio que ocupan; y la baja sensibilidad que presentan frente a variaciones de nivel aguas arriba. Como inconveniente se cuenta con la complejidad de sus dispositivos, que conllevan unos costes de funcionamiento elevados y la necesidad de un mantenimiento periódico para evitar la posibilidad de averías.

Este sistema está muy indicado para presas de altura considerable.

- **Ríos artificiales.**

Canal artificial con velocidades de caudal reducidas. A veces pueden tener una utilidad adicional como explotación lúdica y deportiva (rafting, piragüismo...).

Son muy indicados en aquellos cauces en los que existe un encadenamiento de azudes para su explotación hidroeléctrica.

Cámara de turbinas.

Se trata de un espacio situado en el edificio de la central destinado a alojar en su interior a las turbinas. Esta puede ser abierta para saltos de hasta 15 metros en los que el agua proceda directamente del canal de derivación, o cerrada cuando proceda de una tubería forzada. La más utilizada en el último caso es la cámara en espiral, en la cual se produce un estrechamiento progresivo de la sección para evitar disminuciones en la velocidad del agua.

Compuertas.

Son elementos usados para abrir o cerrar el paso del agua y regular el caudal. Pueden poseer control propio o a distancia. Se dividen en dos categorías, que contienen a su vez varios tipos:

Compuertas de movimiento circular o giratorias.

- De segmento o Taintor:

Semicilíndrica y fijada a un eje horizontal. Su apertura se realiza en sentido ascendente, de manera que deje pasar el agua por debajo. Se usa en



aliviaderos de superficie, túneles aliviaderos y desagües de fondo y medio fondo.

- De sector:

Similar a la anterior, pero en este caso el sentido de apertura es descendente, por lo que el agua vierte por encima. Se utiliza en aliviaderos de superficie y en túneles aliviaderos.

- De clapeta:

Es rectangular y gira sobre un eje horizontal a modo de bisagra, dejando pasar el agua por encima. Se usa en aliviaderos de superficie y como suplemento a otras compuertas.

Compuertas de movimiento vertical o deslizantes.

- De vagón:

Rectangular y con sección más ancha en la base. Posee unos rodillos en los laterales que facilitan el desplazamiento ascendente para su apertura. Se usa en aliviaderos de superficie, túneles aliviaderos y desagües de fondo y medio fondo.

- Stoney:

Similar a la de vagón, pero en este caso los rodillos están fijados a las guías. Se utiliza en aliviaderos de superficie.

- De oruga:

Similar a la anterior, pero con una cadena continua de rodillos que corre por las guías. Soporta fuertes presiones, por lo que se utiliza en desagües de fondo y en las tomas de alimentación de las turbinas.

Válvulas.

Son elementos de obturación que se utilizan exclusivamente para abrir o cerrar en conductos cerrados. Disponen de un dispositivo by-pass que permite abrir en igualdad de presión a ambos lados de la válvula.

Existen varios tipos:

- De compuerta:

De apertura vertical. Usada en desagües de fondo.

- De mariposa:



Disco lenticular que gira sobre un eje diametral. Se sitúa en la entrada y salida de las tuberías forzadas como elemento de emergencia y seguridad.

- **Esférica:**

Esfera con un orificio de paso del mismo tamaño que la tubería y que gira mostrándolo u ocultándolo. Se coloca en tuberías forzadas.

Ataguías.

Son artilugios destinados a la apertura y cierre de seguridad que se colocan delante y detrás de compuertas y válvulas para permitir su mantenimiento e inspección. Están constituidas por una plancha de acero reforzada con perfiles metálicos que se sirve de un puente-grúa para su desplazamiento vertical. Están provistas además de una válvula de llenado que tiene como misión llenar de agua la zona situada entre la ataguía y la compuerta o válvula para permitir la apertura una vez finalizadas las labores de revisión.

Se colocan en las tomas de agua de los desagües de fondo y medio fondo y a la salida de las turbinas.

Edificio de la central.

Es el recinto donde se alojan las máquinas tales como turbinas, alternadores y los elementos asociados a todos ellos. Generalmente se distinguen tres secciones dentro del edificio: zona de máquinas, zona de servicios y zona de mantenimiento.

Atendiendo a su situación con respecto a la presa se pueden distinguir los siguientes tipos:

- Centrales que forman parte de la presa: disponen de una estructura formada por una entrada de hormigón armado, conductos de agua y compuertas.
- Centrales con estructura independiente de la presa:
 - Centrales a pie de presa: se comunican con la presa mediante un conducto de agua corto hasta las turbinas.
 - Centrales aguas abajo de la presa: se construyen cuando la orografía del terreno posibilita aumentar el salto y se comunican mediante conductos largos.



Si atendemos a su situación con respecto al nivel del suelo, tendremos dos posibles situaciones:

- Centrales subterráneas: se construyen bajo tierra cuando existen cavernas naturales y su aprovechamiento supone un ahorro económico. Además, disminuyen el impacto ambiental.
- Centrales de exterior: se construyen así cuando el terreno no permite hacerlo bajo tierra.



Foto 10: Edificio de la Central de Eriste. Sahún (Huesca).

Fuente: propia.



1.4.2-EQUIPO MECÁNICO Y ELÉCTRICO.

Turbinas.

La turbina es el principal componente de una central hidroeléctrica, puesto que en ella se transforma la energía que porta el agua en trabajo en el eje del alternador, el cual transformará a su vez ese trabajo en energía eléctrica.

Se pueden establecer varias clasificaciones dependiendo de los siguientes factores a considerar:

- Velocidad específica del agua: lentas, normales, rápidas y extrarrápidas.
- Posición del eje: horizontal o vertical.
- Dirección del agua respecto a la turbina: radiales, axiales, tangenciales y radiales tangenciales.
- Forma de aprovechar la energía:
 - **Acción:** El agua sigue la dirección de giro del rodete, siendo la altura bruta a considerar hasta el eje de la turbina. Aprovechan la velocidad del agua. Son de este tipo las Pelton y Ossberger.
 - **Reacción:** Aprovechan, además de la velocidad del agua, la diferencia de presión entre la entrada y la salida de la turbina. El salto bruto se considera hasta la salida. Entran en este apartado las Francis, Kaplan, Semikaplan y de Hélice.

Turbina Pelton.

Se clasifica dentro de las turbinas de acción, de dirección tangencial y velocidad lenta. Consta de una estructura fija o tobera formada por conductos convergentes en los que se acelera el agua(distribuidor) y una rueda móvil o corona con álabes en forma de doble cucharón(rotor). El chorro de agua, lanzado por un inyector fijo regulable de sección circular, incide a presión atmosférica en la arista de separación de las dos cucharas y después cae al canal de fuga, por el cual se evacúa.

Esta turbina es idónea para saltos hidráulicos altos(mayores de 50 metros) y posee un amplio rango de potencias(de 400 kW hasta 110 MW). Está caracterizada por su alta disponibilidad, bajo coste de mantenimiento y rendimientos superiores al 90%. Todas estas cualidades la hacen especialmente apta para trabajar en régimen de carga parcial.



Normalmente se monta con el eje en horizontal y para grandes caudales puede disponer de chorros múltiples (hasta 6).

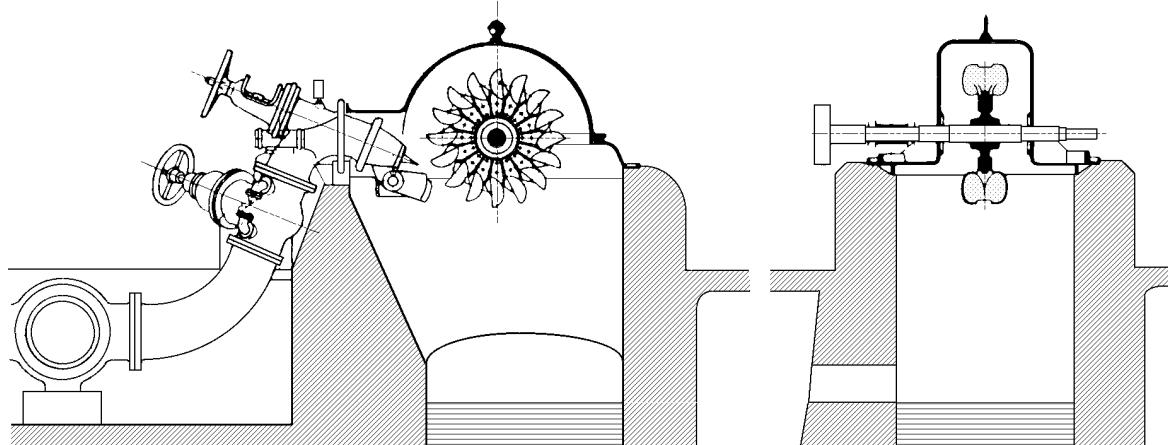


Ilustración 3: Esquema de turbina Pelton.

Fuente: *Turbinas Hidráulicas*, Universidad de Cantabria.

Turbina Ossberger.

Es de constitución similar a la Pelton, pero en este caso el inyector es de sección rectangular y con un álabe longitudinal que divide el chorro de agua en dos, entrando uno por la parte superior del rodete y el otro por la inferior. Por ello se le denomina turbina de doble impulsión.

Posee un amplio rango de salto(desde 1 hasta 200 metros) y de caudal(de 0,5 a 10 m³/s), aunque la potencia máxima ronda 1 MW. Su rendimiento es inferior al de la Pelton.

Turbina Francis.

Es un tipo de turbina de reacción, de flujo radial-axial y que puede ser de velocidad lenta(saltos de más de 100 metros), normal(entre 50 y 100 metros), rápida(de 25 a 50 metros) o extrarrápida(saltos menores de 25 metros). Consta de las siguientes partes:

- Carcasa o caracol: Estructura fija en forma de espiral y sección menguante donde se transforma la energía de presión en energía cinética.
- Distribuidor: Formado por dos coronas concéntricas de álabes. La exterior, denominada estator, es de álabes fijos y se encarga de guiar el agua; la interior o rotor es de álabes móviles y su cometido es regular el caudal.



- Rodete: Es donde se transforma la energía del agua en trabajo. En él entra el agua en dirección radial y sale en dirección axial. Está formado por álabes fijos con doble curvatura. La presión del agua en este elemento es menor que la atmosférica.
- Difusor: Consiste en un tubo divergente en el cual se recupera parte de la energía cinética para transformarla en energía de presión y así conseguir que la presión del fluido se iguale a la atmosférica.

Su rango de aplicación es muy amplio, tanto en la altura del salto(desde 2 hasta 200 metros) como en caudal(de 1 a 200 m³/s). El rendimiento es muy variable dependiendo del porcentaje de carga. Se puede montar con eje horizontal o vertical, siendo más habitual la segunda opción.

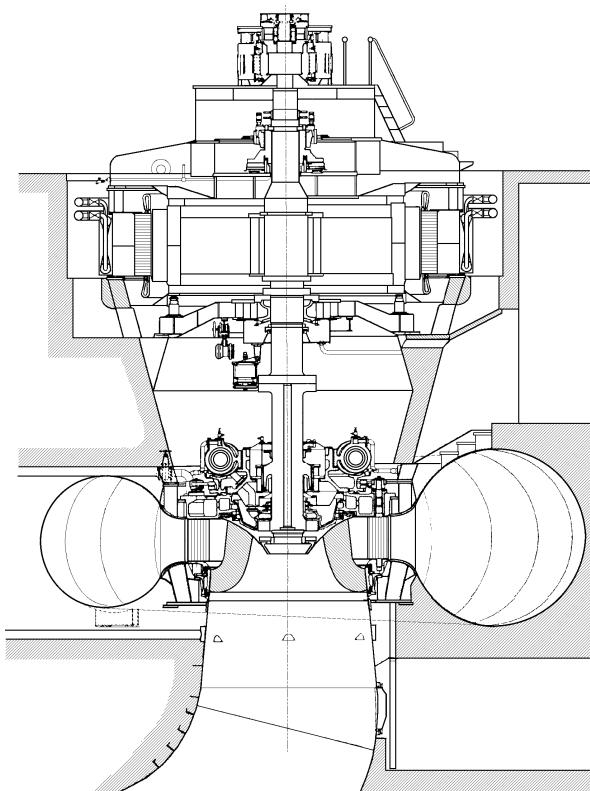


Ilustración 4: Esquema de turbina Francis.

Fuente: *Turbinas Hidráulicas*, Universidad de Cantabria.

Turbina de hélice.

Es una evolución de la turbina Francis diseñada para saltos de pequeña altura y caudal elevado. Se diferencia de la anterior en que el flujo de entrada es



axial y en el diseño del rodete, que es más pequeño y con menos álabes, los cuales son fijos, de menor superficie y de forma helicoidal.

Se aplica en centrales con poca variación de caudal.

Turbina Semikaplan.

Similar a la de hélice, pero con posibilidad de regulación de los álabes del rodete, lo que aumenta su rendimiento.

Turbina Kaplan.

Es similar a la anterior, pero además de los álabes del rotor, también permite regular las palas del distribuidor. El rendimiento es superior al de la Semikaplan. Es muy sensible a los fenómenos de cavitación, lo que limita su utilización a saltos de menos de 75 metros.

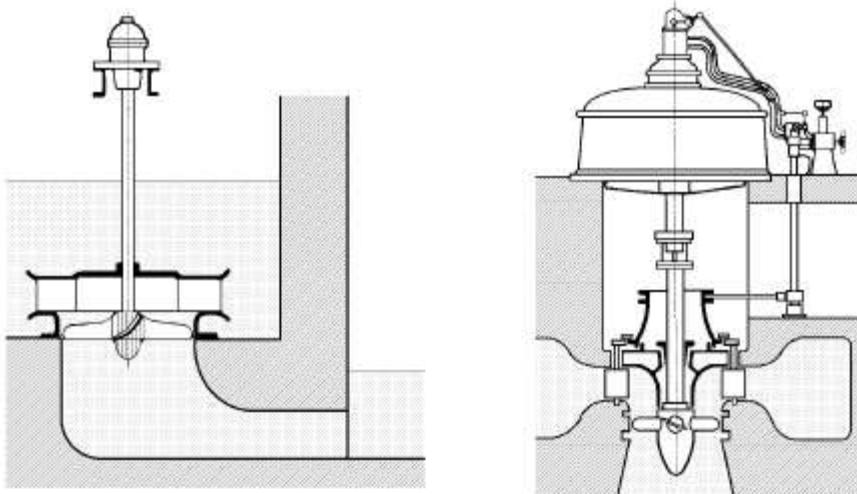


Ilustración 5: Esquemas de turbinas Kaplan.

Fuente: *Turbinas Hidráulicas*, Universidad de Cantabria.

Grupo bulbo.

No es un tipo de turbina como tal, sino un tipo de disposición en la cual la cámara de la turbina y el tubo de aspiración forman un único cuerpo y el rodete es de tipo Kaplan con eje horizontal o inclinado y unido al generador, formando un bloque protegido por una carcasa impermeable. Dentro de la estructura se produce un aumento de la velocidad del agua gracias al estrechamiento del conducto en el que va instalada la turbina.

Se utiliza en centrales con poco salto(entre 5 y 20 metros) y que toman directamente la corriente de agua(grandes caudales), con potencias no superiores a los 50 MW. Es típica de las centrales mareomotrices.

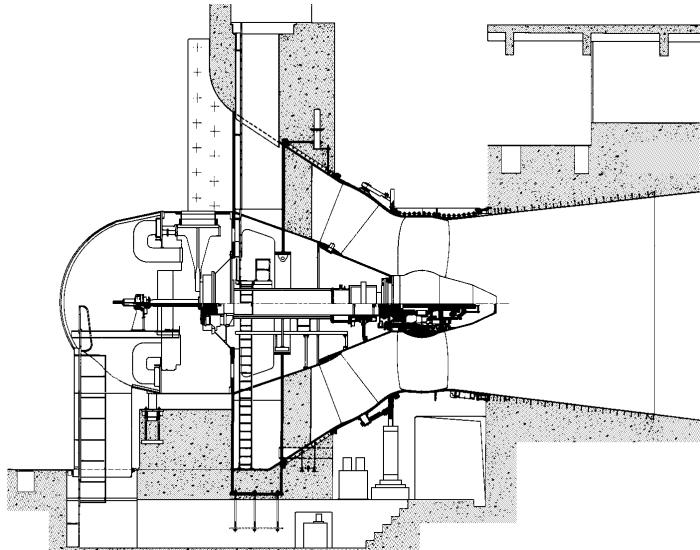


Ilustración 6: Esquema de grupo Bulbo con tubo de aspiración.

Fuente: *Turbinas Hidráulicas*, Universidad de Cantabria.

Otras.

Existen otros tipos de turbinas menos utilizados, como la Deriaz (para saltos de entre 20 y 400 metros y potencia hasta 300 MW), la Turgo (con rango intermedio entre la Francis y la Kaplan) o la Banki (con los mismos rangos y menor rendimiento que la Francis).

Multiplicador de velocidad.

Cuando la velocidad de la turbina y el generador no coinciden, se hace necesaria la participación de un mecanismo que sirva de enlace entre ambos. Este cometido lo lleva a cabo el multiplicador, que consiste en un sistema de engranajes que aumenta la velocidad y además absorbe las cargas y choques que se producen durante la puesta en marcha de la central.

Este elemento tiende a ser sustituido con el objeto de eliminar los costes que ocasiona, por lo que se intenta que las velocidades del alternador y la turbina coincidan para que funcionen unidos por el mismo eje.

Generadores.

Tienen como misión transformar la energía mecánica producida en la turbina en energía eléctrica. Pueden ser síncronos o asíncronos.



Los generadores síncronos son los más utilizados debido a que su velocidad es constante, lo que facilita la regulación de la frecuencia y la tensión. Sus inconvenientes son fundamentalmente económicos, ya que son caros y con altos costes de mantenimiento. Poseen un elevado rendimiento. Necesitan de la utilización de fluido refrigerante, siendo los más utilizados el aire o el agua en los de pequeño tamaño y el hidrógeno líquido en los de gran tamaño.

Los generadores asíncronos ofrecen una mayor facilidad de conexión a la red y además son simples, robustos y de bajo mantenimiento. Como contrapartida, necesitan una fuente externa para su excitación. Este tipo de generadores se encuentra en desuso y su aplicación queda limitada a centrales de pequeña potencia.

Equipo de potencia.

En este apartado entran todos los elementos necesarios para enlazar el centro de producción con la red de transporte. Los más importantes son los siguientes:

- Transformador: Eleva el nivel de tensión hasta el de la red de transporte.
- Interruptores: Permiten las maniobras de apertura y cierre de circuitos en carga.
- Seccionadores: Realizan funciones de maniobra y cierre visibles de circuitos en vacío.
- Baterías de condensadores: Se utilizan para compensar el factor de potencia.
- Línea eléctrica: Es la que une la central con la línea de transporte.

Elementos de control.

Regulador de velocidad de la turbina.

Es el encargado de mantener la velocidad de la turbina constante frente a las variaciones de carga. Para ello controla las acciones de los inyectores, palas y álabeles.

Regulador de nivel.

Su cometido es mantener constante el nivel de agua en la cámara de carga o en el canal. Actúa sobre el regulador de velocidad de la turbina.



Regulador de tensión del generador.

Tiene como misión mantener constante la tensión en bornes del generador y restablecerla lo antes posible cuando ésta varía debido fluctuaciones en la carga o perturbaciones en la red.

Equipo de sincronización.

Vigila que se cumplan las condiciones necesarias para la conexión en paralelo de generadores síncronos, que son la igualdad de tensión y la coincidencia de la frecuencia con la de la red.

Elementos de protección.

Red de tierras.

Existen dos circuitos independientes; el de protección preserva la instalación ante descargas atmosféricas y fallos de aislamiento, y el de servicio va unido al neutro de los transformadores.

Pararrayos o autoválvulas.

Desvían a tierra las descargas de origen atmosférico.

Trafos de medida y protección.

Reducen los valores de intensidad o de tensión, según cada caso, para permitir la conexión de los diversos aparatos de medida y protección.

Protecciones del generador.

Son distintas dependiendo de que el generador sea síncrono o asíncrono.

Protecciones del transformador.

Protecciones de la línea eléctrica.

Servicios auxiliares.

Son elementos que no intervienen directamente en la producción de energía eléctrica pero son indispensables para su control y aprovechamiento.

Transformador de servicios auxiliares.

Transforma la tensión al nivel necesario para el funcionamiento de los servicios auxiliares.



Servicios auxiliares en corriente continua.

También denominados servicios básicos esenciales, su función es asegurar el funcionamiento de los elementos imprescindibles de la central. Nunca debe fallar su alimentación.

Servicios auxiliares en corriente alterna.

Se conectan directamente a la salida del transformador de servicios auxiliares y pueden dividirse en dos grupos:

- Servicios auxiliares principales. Pueden permanecer sin alimentación durante un corto período de tiempo sin afectar gravemente al funcionamiento de la central.
- Servicios auxiliares normales. Pueden permanecer sin alimentación durante un período prolongado de tiempo.

Automatización.

En la actualidad, el telecontrol de una central hidroeléctrica se realiza mediante un PLC o autómata programable, con la supervisión diaria de los técnicos oportunos. Todas las maniobras, medidas, alarmas y señalizaciones se monitorizan en pantallas y paneles de control. Según el grado de autonomía, se pueden dar dos casos:

- Funcionamiento manual. El operador controla todas las fases de las maniobras de marcha y paro de la central y el autómata controla que se den las condiciones adecuadas para efectuarlas.
- Funcionamiento automático. El autómata sólo recibe las órdenes de marcha o paro y las efectúa si se cumplen las condiciones idóneas.



Foto 11: Subestación transformadora de la Central de Sallent (Huesca),

Fuente: propia.



1.5- MINICENTRALES HIDROELÉCTRICAS.

Antiguamente se incluían en este apartado las centrales hidroeléctricas de potencia no superior a 5 MW. En la actualidad, debido a la aparición del Real Decreto 2818/1998, se amplía ese límite hasta los 10 MW.

Los elementos que componen este tipo de centrales son esencialmente los mismos que en el resto de rangos de potencia, diferenciándose simplemente en su tamaño. Se sitúan normalmente en el margen de los ríos, siendo habitual que la distancia entre la toma de agua y el canal de desagüe sea inferior a un kilómetro. Cuando se trata de centrales a pie de presa, se construyen junto a un embalse ya existente de antemano.

Dentro de las minicentrales, existe un tipo especial denominado ‘centrales en canal de riego o de abastecimiento’, que aprovechan los saltos proporcionados por estructuras de regadíos o suministros de agua.

Actualmente, aparte de las centrales de nueva construcción, se practica también la rehabilitación de antiguas minicentrales que habían quedado en desuso.

A finales del siglo XIX y principios del XX, las minicentrales hidráulicas constituyeron la principal fuente de generación de energía eléctrica en las zonas rurales, pero fueron perdiendo importancia a medida que se iba ampliando la red eléctrica. Debido a las crisis energéticas de 1973 y 1979, estas centrales volvieron a tomar una importancia estratégica.

En 1980, INTECSA (Internacional de Ingeniería y Estudios Técnicos, S. A.) realizó un estudio de recursos hidráulicos en España estructurado por cuencas. De este estudio, se pueden extraer datos de gran interés para el presente y futuro de la energía hidroeléctrica en general y particularmente para la minihidráulica:

- Potencia total desarrollada: **31600 GWh/año.**
- Potencia técnicamente desarollable: **65600 GWh/año.**
- Potencial de futura utilización: **34000 GWh/año(27300 para explotaciones grandes y medianas y 6700 para pequeñas explotaciones).**
- Potencial fluvial bruto: **150360 GWh/año.**

Resulta evidente que estamos hablando de un tipo de instalaciones que, aún constituyendo una fuente de energía muy importante, están infrautilizadas. Como se señalaba al principio de este documento, las nuevas normativas encaminadas a la



reducción de efectos contaminantes y al llamado desarrollo sostenible(protocolo de Kyoto, normativas europeas, PLAFER, etc.), ponen de manifiesto la necesidad de ampliar el uso de las energías renovables. En esta cuestión, las minicentrales hidroeléctricas juegan un papel relevante, ya que existe disponibilidad de recursos para su desarrollo sin suponer inversiones desorbitadas ni obras de grandes proporciones.

En 1998, un año antes de la puesta en marcha de los objetivos del PLAFER, la situación de la energía hidroeléctrica en potencia instalada en España era la siguiente:

- Minicentrales: **1509,6 MW.**
- Centrales de 10 a 50 MW: **2858 MW.**

En el año 2004, con las nuevas instalaciones puestas en marcha, la nueva situación era:

- Minicentrales: **1749 MW.**
- Centrales de 10 a 50 MW: **2897 MW.**

El PLAFER tiene marcados los objetivos de incremento de potencia instalada para el año 2010 en las siguientes cifras:

- Minicentrales: **720 MW.**
- Centrales de 10 a 50 MW: **350 MW.**

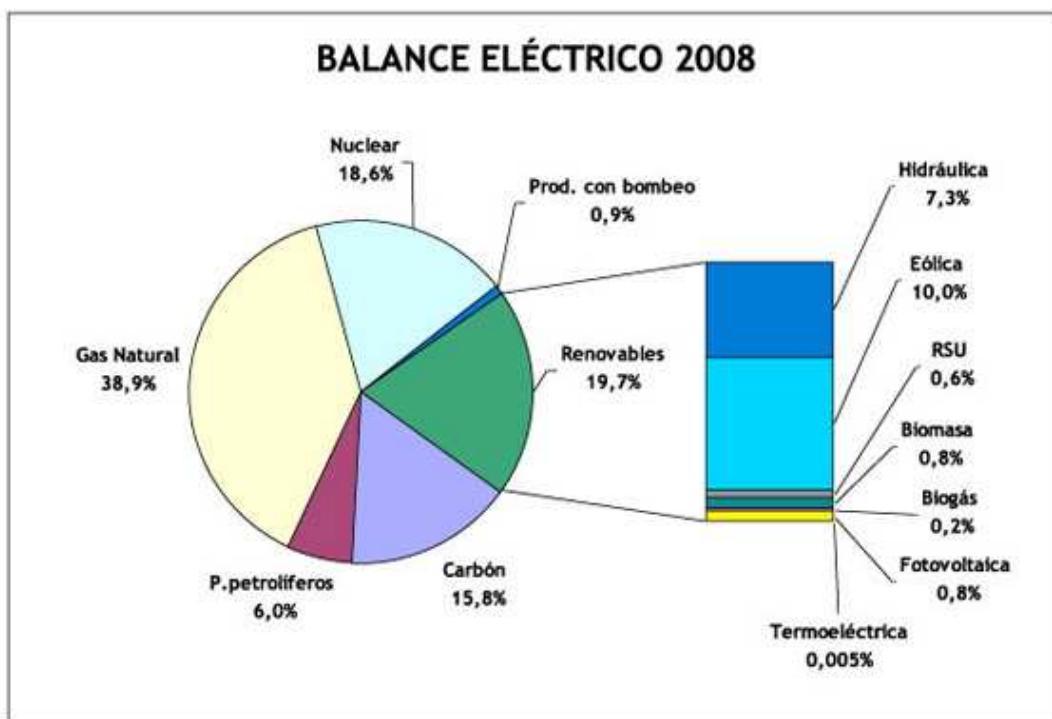
Estos datos dejan clara la importancia de estas instalaciones en el presente y futuro inmediato.



CAPÍTULO 2º: INFLUENCIAS EN EL ENTORNO

2.1-APORTACIÓN DE LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS AL SISTEMA DE PRODUCCIÓN.

Según el estudio realizado por el MITYC (Ministerio de Industria Turismo y Comercio) en colaboración con el IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía), las aportaciones de cada fuente energética en la producción total del conjunto de España en el año 2008 fueron las mostradas en el siguiente gráfico:



Fuente: MITYC/IDAE

Como puede apreciarse, la energía hidráulica supone la quinta fuente de producción, lo que podría llevar a pensar erróneamente que estamos hablando de una fuente de energía de importancia menor. Nada más lejos de la realidad. A la aportación energética y al hecho de tratarse de una fuente de energía renovable hay que añadir la capacidad de regulación de este tipo de plantas, lo que prácticamente las convierte en imprescindibles en el sistema global de producción.



No se puede negar la evidente supremacía que, hoy por hoy, representan el conjunto de los combustibles fósiles y nucleares en cuanto a potencial energético, pero a los ya consabidos inconvenientes medioambientales (emisión de gases nocivos y problemas de reciclado de residuos, respectivamente) y de agotamiento a medio/largo plazo hay que añadir la falta de flexibilidad de las centrales dedicadas a su aprovechamiento.

Las maniobras de parada y arranque en las centrales térmicas y nucleares suponen unas considerables pérdidas de tiempo y combustible, lo que conlleva la necesidad de mantenerlas continuamente a pleno rendimiento excepto en períodos de reparaciones u operaciones de limpieza y mantenimiento. Esto supone que la energía producida en su conjunto tenga muy poca variación entre las fases de gran consumo (horas punta) y las de energía excedente (horas valle). Es ahí donde recalca la enorme importancia de la aportación hidroeléctrica. Las centrales hidroeléctricas, en sus tres modalidades generales (regulación, agua fluyente y bombeo), forman un triángulo casi perfecto en el que cada una tiene una función específica y complementaria de las otras dos y a su vez del resto de centrales generadoras de energía eléctrica.

A continuación se analizarán los grados de aportación al sistema productivo de cada tipo de central hidroeléctrica atendiendo a los aspectos de producción y regulación. El aspecto medioambiental se tratará posteriormente.

Centrales de agua fluyente.

Son las que menos capacidad de regulación aportan debido a que dependen en gran medida del caudal del lecho fluvial en el que se encuentren situadas, siendo este aspecto todavía más acentuado en las de canal de riego, en las que el período de explotación viene determinado por épocas concretas no modificables.

Debido a su aportación productiva poco variable en conjunto, se les puede considerar como centrales base.

Haciendo un símil, se podría comparar el funcionamiento de estas centrales con el de la dinamo de una bicicleta, que proporciona energía para hacer funcionar al faro. Cuando la bicicleta está parada (no existe caudal), la dinamo no funciona. Si la bicicleta se pone en marcha (existe caudal), se puede dar el caso de que la



dinamo no entre en contacto con la rueda (central en situación de parada) o que se le haga funcionar (central en situación de producción).

Centrales de embalse o regulación.

Debido a sus grandes capacidades en cuanto a almacenamiento de recursos y producción (suelen ser las de mayor potencia instalada), se hace especialmente importante su aporte para cubrir los picos de consumo. Es por ello por lo que su funcionamiento se regula habitualmente teniendo en cuenta épocas del año, días de la semana y horas del día específicos en los cuales la demanda de consumo es mayor. En estos intervalos de tiempo es cuando se suele proceder a turbinar el agua embalsada para cubrir los posibles desfases entre producción y demanda.

En este caso, se podría hacer una comparación con la batería de un coche, que constituye una fuente constante de energía almacenada que se regenera mediante el alternador (aportaciones aguas arriba de la presa).

Centrales de bombeo.

Son las únicas en las cuales el balance energético absoluto puede ser negativo, siendo el exponente más claro de regulación productiva.

En estas plantas se procede a turbinar el agua acumulada en el embalse superior en las horas punta, contribuyendo así a cubrir los picos de demanda existentes en estas etapas del día.

Por contra, en las horas valle, los equipos trabajan bombeando de nuevo el agua desde el embalse inferior al superior, revertiendo así el proceso al transformar la energía eléctrica absorbida de la red en energía potencial almacenada en el agua.

De esta forma, se cumple una doble función: por un lado, se hace uso de los excedentes energéticos derivados del bajo consumo existente en estos períodos y, por otra parte, se contribuye a mejorar el factor de potencia del sistema productivo, actuando en cada momento como carga activa o reactiva.

Como se ha dicho anteriormente, el balance energético puede ser negativo y de hecho lo habitual es que ocurra así. Esto se producirá siempre que no existan aportes naturales al lago superior, en cuyo caso y debido a las pérdidas producidas en todo el circuito por el rendimiento de los equipos (tuberías, turbinas, alternadores, bombas de elevación) y las pérdidas naturales de agua (filtraciones, evaporación), la



energía total producida será negativa. En caso contrario, la energía neta podrá ser positiva, pero esto normalmente tendrá una relevancia menor, puesto que como hemos visto su función principal no es la de producir energía.

El funcionamiento de una central de bombeo se podría asemejar al de un acumulador de calefacción doméstico de tarifa nocturna, el cual se usa durante el día para producir energía calorífica (fase de turbinación) y por la noche se recarga conectándose a la red eléctrica (fase de bombeo).

2.2-IMPACTO AMBIENTAL Y SOCIAL.

A pesar de considerarse a la energía hidroeléctrica como un tipo de energía renovable y limpia, ninguna fuente energética queda libre por completo de los efectos que produce la acción humana sobre el medio natural, así como de las distintas reacciones favorables o contrarias de la sociedad ante la acometida de este tipo de proyectos e infraestructuras, que algunas veces abarca una zona de influencia de considerables dimensiones.

Por sus diferentes características constructivas y de ubicación, el impacto medioambiental y social ocasionado por cada uno de los tipos de centrales hidroeléctricas merece un análisis por separado que se expone a continuación.

Centrales de agua fluyente.

Su mayor inconveniente en este apartado es el llamado efecto barrera, que impide el paso natural de los peces entre los dos lados de la presa. Este impacto es mucho menor en los casos en los que existe canal de derivación, el cual desvía tan sólo una parte del río, dejando libre el resto del caudal para que discurre por su cauce natural. En los casos en los que el azud ocupe la totalidad del cauce, se puede disminuir este efecto mediante la instalación de la llamada escala de peces.

También se puede producir una influencia sobre los cauces del río, pero esta suele ser mínima.

No obstante, en muchos casos la construcción de este tipo de instalaciones conlleva mejoras acometidas por la propia empresa explotadora relacionadas con el acondicionamiento y limpieza de los márgenes del río y la ampliación de zonas naturales. También se contribuye al reciclado de residuos sólidos flotantes



existentes en el cauce del río. El acondicionamiento de canales de riego nuevos o de los ya existentes suele ser otra ventaja añadida que proporciona mejoras en la agricultura.

Centrales de bombeo.

Al encontrarse normalmente próximas a los lugares de consumo para potenciar su eficiencia, su mayor inconveniente suele ser el impacto visual. El efecto producido por las actuaciones constructivas depende del tipo de instalación, ya que, por ejemplo, en el caso de bombeo puro, los dos lagos (superior e inferior) suelen ser artificiales (el superior en forma de tanque para minimizar la evaporación).

La mayor ventaja que presentan es el bajo consumo de agua, reduciéndose prácticamente a la evaporación producida en los embalses superior e inferior.

Centrales de embalse o regulación.

Es el tipo de central que conlleva más efectos sociales y de modificación del entorno.

Los efectos sociales se deben principalmente a la inundación de terrenos poblados y de cultivo por las aguas de la presa, pero además se produce un cambio de la actividad humana por encima y por debajo de la presa, con distintas consecuencias en cada caso concreto.

En cuanto a los efectos ambientales, son muchos y variados, sobre todo relacionados con los cambios en el cauce natural. Así, aguas arriba se modifica el nivel freático de los terrenos, con consecuencias en la vegetación circundante y aguas abajo se produce una erosión del lecho del río y la disminución del caudal medio. Los movimientos de tierras y la consecuente erosión, tienen repercusiones sobre la flora y fauna y la modificación del clima local. También hay que tener en cuenta la construcción de caminos de acceso, poblados para la construcción del embalse y la creación de nuevas líneas eléctricas (problema común en todos los tipos de centrales). Algunos estudios hablan también de una posible acción sobre la actividad sísmica, pero esto no está completamente demostrado.

Con todo, también se pueden derivar posibles beneficios como la posibilidad de combatir inundaciones y riadas, la creación de una reserva de agua de calidad



para uso agrícola y doméstico y el desarrollo de una industria de pesca y lúdica (deportes de aventura), con repercusiones económicas positivas para la zona.



Foto 12: Embalse de Bubal. Valle de Tena (Huesca).

Fuente: propia



CAPÍTULO 3º: ELEMENTOS CONSTRUCTIVOS.

3.1-INTRODUCCIÓN.

Aunque la realización de este estudio parte con la intención de mostrar los principales aspectos de distinta índole que configuran el diseño, la construcción, la puesta en marcha y la explotación de una central hidroeléctrica, lo cierto es que todos esos aspectos están relacionados entre sí, puesto que están condicionados por las mismas variables fundamentales. Estas son la altura del salto y el caudal disponible.

Como en todos los proyectos de grandes infraestructuras, el estudio de viabilidad de una central hidroeléctrica está sujeto a gran cantidad de variables, algunas de ellas de difícil determinación. Afortunadamente, en el caso que nos atañe existe una gran cantidad de plantas en funcionamiento, algunas de ellas desde hace muchos años, que nos pueden aportar gran cantidad de información. Además, debido a la larga tradición existente ya en este tipo de construcciones y al desarrollo de nuevas tecnologías que nos aportan una creciente optimización de recursos y de rendimientos, se puede afirmar que el sector de la energía hidroeléctrica se encuentra en un momento de plena madurez.

A lo largo del desarrollo del estudio se intentarán proporcionar unos principios básicos que delimiten las diferencias existentes entre los distintos tipos de centrales, debiendo de tener presente en todo momento que cada proyecto en particular tendrá sus propias peculiaridades que habrá que estudiar en cada caso. No obstante, debido a todo lo expuesto anteriormente, se puede afirmar sin demasiado temor a equivocarse, que a la hora de acometer el proyecto de construcción de una nueva central hidroeléctrica, siempre existirá algún precedente que se asemeje lo suficiente para que el ajuste de las desviaciones en el momento de realizar las previsiones económicas y productivas resulte relativamente sencillo.



3.2-DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS FUNDAMENTALES.

Como ya hemos empezado a explicar en la introducción anterior, lo primero que deberemos hacer a la hora de valorar la viabilidad de un emplazamiento para un aprovechamiento hidroeléctrico será conocer las dos variables principales que nos condicionarán todo lo demás, las cuales son el salto y el caudal disponibles. En las siguientes líneas se explicarán los distintos procesos posibles para determinar estos dos parámetros.

Medida del salto

Para hacer una primera aproximación de la medida del salto bruto podemos recurrir a los mapas topográficos del ejército, lo que nos podría valer para una primera aproximación. No obstante, conforme avance el proyecto y necesitemos mayor precisión, se hará necesaria una medición mediante levantamiento topográfico.

Antiguamente, un método básico consistía en la utilización de regla graduada, tabla y nivel. Se desglosa la distancia total en tramos y se suman las distintas alturas parciales. Esto nos podría servir para terrenos con poco desnivel y fácil acceso.

Otra posibilidad surgía utilizando medidas de la presión atmosférica o de la columna de agua en una tubería colocada a lo largo de todo el tramo.

Hoy en día, las nuevas tecnologías nos permiten la realización de mediciones más sencillas y de mayor precisión, siendo los dos métodos más apropiados los siguientes:

- Equipos GNSS (Sistema Satelital de Navegación Global), más conocidos como GPS por el nombre del sistema existente en Estados Unidos. Tienen una precisión aproximada de 3 cm. arriba o abajo. Presentan la desventaja de las limitaciones que imponen la accesibilidad del terreno y la disponibilidad de cobertura en los puntos de referencia, ya que se hace necesario estar presente en las cotas superior e inferior del salto a medir.
- Estación total de medida topográfica. Su mayor ventaja reside en la gran precisión que ofrecen (con un margen de error de algunos mms.). Su



desventaja es la necesidad de la existencia de una línea visible entre el aparato colocado en el punto inferior y el punto más alto.

Dada la alta precisión de los dos métodos, en comparación con las pérdidas a tener en cuenta en las tuberías (que se consideran entre el 4 y el 10 %), la elección del método a utilizar entre los dos últimos descritos sólo dependerá de las posibilidades de uso en cada caso concreto.

Medida del caudal

A veces no es necesario realizar la medida del caudal ya que, dependiendo del emplazamiento, pueden existir datos recogidos por la confederación hidrográfica correspondiente.

En el caso de no disponer de dichos datos y tener que realizar la medición ex profeso, los métodos tradicionalmente más empleados son los siguientes:

- Método del llenado de un depósito (o método del barril).

Consiste en llenar un depósito de volumen conocido y cronometrar el tiempo que tarda en llenarse. Dado que hay que desviar todo el caudal existente y que el volumen del depósito tiene unas limitaciones evidentes, este método será adecuado sólo para arroyos de caudal inferior a 20 l/s.

- Método del flotador.

Básicamente consiste en buscar un tramo de sección constante y medir el tiempo que tarda un flotador en recorrerlo. El caudal se calcula utilizando la siguiente fórmula:

$$\text{Velocidad del flotador (m/s)} = \frac{\text{Longitud del tramo (m)}}{\text{Tiempo utilizado en recorrerlo (s)}}$$

$$Q (\text{m}^3 / \text{s}) = \text{Área de la sección} (\text{m}^2) * \text{Velocidad del flotador(m/s)} * 0,75$$

También se puede sustituir el flotador por un molinete para mayor precisión.

Por sus características, este método se puede emplear en corrientes con una velocidad no excesiva y una profundidad suficiente.

- Método del vertedero.



De manera resumida consiste en colocar perpendicularmente a la corriente una tabla con una entalladura por donde pasará todo el caudal. Midiendo la altura que alcance la masa de agua se puede establecer el caudal según unas fórmulas que dependen de la forma de la entalladura.

Todos estos métodos han quedado obsoletos debido a la aparición de la llamada tecnología ADP (Acoustic Doppler Profiler), basada en el conocido efecto Doppler, que relaciona velocidad y frecuencia. Lo que hace en esencia un sensor Doppler ADP es medir la frecuencia de las partículas en suspensión en el agua mediante haces sónicos y con una serie de relaciones trigonométricas, obtener la medida del caudal.

En España, ya se instalaron algunos equipos en el Guadiana en 2003 y en el Ebro en 2005 con unos resultados más que satisfactorios y en la actualidad hay una gran cantidad de ellos repartidos por la geografía española.

La última tecnología desarrollada son los radares UHF, que en resumen funcionan de manera análoga a los sensores Doppler ADP, pero desde fuera del fluido.

Potencia a instalar

Una vez obtenidos el caudal y la altura del salto, podremos tener una idea aproximada de la potencia resultante del salto mediante la siguiente ecuación:

$$P = 9,81 * Q * H_n * e$$

P: Potencia (kW)

Q: Caudal de equipamiento (m^3/s)

H_n: Salto neto (m)

e: Factor de eficiencia de la central

$$e = R_t * R_g * R_s$$

R_t: Rendimiento de la turbina

R_g: Rendimiento del generador



R_s : Rendimiento del transformador

Para hacer una primera aproximación, se puede tomar un valor para el factor e de 0,85.

Cálculo de la producción media

Para calcular la producción media de la central una vez conocida la potencia a instalar, se puede aplicar la siguiente fórmula:

$$E = 9,81 * Q * H_n * T * e * \eta$$

E : Energía media anual (kWh)

T : horas de funcionamiento anuales

η : Coeficiente de imponderables que tiene en cuenta aspectos como las pérdidas por reparaciones, mantenimiento, variaciones en suministro y fluctuaciones en las necesidades del mercado eléctrico.

Para realizar el cálculo, el caudal se considerará en los momentos en que sea constante y el salto se considerará fijo, salvo en las centrales a pie de presa, donde se utilizará la curva Q-H del embalse.



3.3-ASPECTOS TÉCNICOS Y CONSTRUCTIVOS.

Dejando a un lado el tamaño de la central y de sus elementos constitutivos que evidentemente dependerán de la potencia instalada de la misma, habrá distintas diferencias estructurales que dependerán únicamente del tipo de central ante el que nos encontremos, y de ello nos vamos a ocupar en el presente apartado.

Para ello, iremos pasando por las distintas partes descritas en el apartado 4 de la parte 1^a del estudio para ir desglosando las diferencias y semejanzas que pueden presentarse dependiendo del tipo de central ante el que nos encontremos en cada caso. Puesto que el equipo eléctrico no depende del tipo de central, sino únicamente de la potencia instalada, nuestro análisis se dará por finalizado una vez lleguemos a la turbina.

Presas y azudes.

Agua fluyente.

Como ya se explicó, se valen de azudes para desviar el agua o, en su caso, de presas de derivación.

De embalse.

Según se deriva de su propia definición, cuentan con una presa que puede variar ampliamente en cuanto a tamaño, forma y construcción.

Reversibles.

En este caso se cuenta con dos presas: una superior y otra inferior.



Aliviaderos.

Agua fluyente.

En los azudes, el caudal sobrante pasa directamente por encima. En el caso de las presas de derivación sí existirán, dependiendo su número de la altura y características de la presa.

De embalse.

Están presentes tanto en las mixtas como las de pie de presa, variando en número y tipos según las necesidades de cada caso concreto.

Reversibles.

Todas las presas disponen de aliviaderos de superficie, variando su forma y tamaño según el volumen y el tamaño de la presa. En caso de recibir aportaciones extra, se podrán construir aliviaderos de emergencia.

Desagües de fondo y medio fondo.

Agua fluyente.

Pueden ser necesarios la coexistencia de desagües de fondo y medio fondo en el caso de que la altura de la presa de derivación, cuando exista, así lo requiera, aunque en alturas moderadas suele bastar con los de fondo o cuando sean más indicados, los de medio fondo..

De embalse.

Podemos tener los dos tipos de fondo y de medio fondo en solitario o ambos al mismo tiempo.

Reversibles.

Nos encontraremos siempre con desagües de fondo, acompañados en alguna ocasión por los de medio fondo.



Obras de toma.

Agua fluyente.

Consiste en un ensanchamiento para desviar el volumen de agua solicitado. En las centrales que se nutren de nacimientos de ríos, se puede usar un canal excavado en dirección transversal al cauce.

De embalse.

Se sitúa a modo de embocadura en la misma presa bajo el nivel del agua. También puede ser independiente de la presa, aunque no es lo habitual.

Reversibles.

Análogas a las de embalse, teniendo en cuenta que habrá al menos una por cada uno de los dos embalses, pero puede haber dos en el caso de que la tubería de turbinado y la de bombeo sean independientes (no es lo habitual).

Canales o tuberías de conducción.

Agua fluyente.

Normalmente suele ser abierto en su parte superior, a modo de acequia que recoge el agua desviada en la toma.

De embalse.

Si es a pie de presa serán enterrados, pero si es mixta puede ser tanto enterrados como abiertos. Esto último sucederá cuando la toma sea independiente de la presa.

Reversibles.

Enterrados y enlazando directamente con la galería de presión hasta la cámara de carga.



Túneles y galerías.

Agua fluyente.

El canal de conducción abierto enlaza con una tubería ya cerrada y enterrada que conduce toda el agua recogida a la cámara de carga o bien, si ésta última no existe, empalma directamente con la tubería forzada. Los azudes deben contar con galerías de inspección.

De embalse.

En el caso de las mixtas existe la denominada galería de presión, que conduce el agua en régimen forzado hacia la llamada tubería forzada.

Reversibles.

Disponen de galería de presión al igual que las de embalse mixtas.

Cámara de carga.

Agua fluyente.

El agua en este tipo de centrales debe hacer un recorrido más largo que en el caso de las centrales a pie de presa. De esta forma, el fluido viaja primero desde la toma hasta la cámara de carga y después desde esta última hasta la turbina.

De embalse.

En las centrales a pie de presa, se puede decir que la cámara de carga es el propio embalse. El agua pasa ya con presión a la tubería forzada y todo el volumen necesario para el arranque de la central desde la posición de parada ya se encuentra acumulado en el embalse.

En el caso de las mixtas, la cámara de carga sirve de enlace entre la galería de presión y la tubería forzada.

**Reversibles.**

Enlaza la galería de presión con la tubería forzada.

Tubería forzada.**Agua fluyente.**

Suele ser enterrada y de sección y espesor constantes. Cuando la tubería forzada tenga una longitud importante con objeto de aumentar el salto (centrales de montaña), será de sección menguante y espesor de pared creciente.

De embalse.

En las centrales a pie de presa será siempre enterrada. En el caso de las mixtas, suele ser al aire libre y de sección menguante y espesor de la pared creciente.

Reversibles.

Normalmente al aire libre. De sección menguante y espesor creciente.

Chimenea de equilibrio.**Agua fluyente.**

Las centrales tipo no suelen necesitar de chimenea de equilibrio, debido a que su funcionamiento no se apoya en la altura del salto sino en el caudal, con lo que los golpes de ariete no son de una gran magnitud y además no se necesita caudal de reserva para los cambios de carga. Esto no es aplicable en todos los casos, ya que en las centrales de montaña, a las que ya nos hemos referido en el apartado anterior, puede ser necesaria dependiendo de la magnitud del salto y la cantidad de caudal.

De embalse.

En las de pie de presa dependerá de si el salto es lo suficientemente grande para que sea necesaria la chimenea. En las de tipo mixto sí será necesaria siempre que no exista otro medio de disipación de energía para evitar los golpes de ariete.



Reversibles.

Necesaria siempre que no exista otro medio de disipación de energía.

Escala de peces.

Agua fluyente.

Se hace necesaria cuando el azud supere el medio metro, lo cual sucederá en la inmensa mayoría de los casos. Los tipos más indicados son las de artesas y las de ralentizadores. Cuando existan varios azudes sucesivos a lo largo del cauce, la solución ideal será la construcción de un río artificial.

De embalse.

Para las centrales a pie de presa, la solución ideal es la esclusa para peces, siempre que se haya previsto en la construcción de la presa. Cuando se deba añadir la escala para peces con posterioridad a la construcción de la presa o la altura de ésta sea considerable, el tipo a escoger será el ascensor para peces.

Cuando la central sea mixta, los dispositivos anteriores serán inviables, por lo que optaremos según cada caso por los tres tipos propuestos para las de agua fluyente.

Reversibles.

Si son de bombeo puro, carecerá de sentido la escala para peces. En caso contrario, servirá lo mismo que para las de embalse mixtas.

Cámara de turbinas.

Agua fluyente.

Normalmente será abierta en saltos de hasta 15 metros donde el agua proceda directamente del canal de derivación..

De embalse.

Cerrada.

**Reversibles.**

Cerrada.

Compuertas, válvulas y ataguías.**Agua fluyente.**

Se pueden utilizar tanto válvulas de mariposa como esféricas cuando el salto sea considerable y compuertas de oruga acompañadas de sus respectivas ataguías para regular los pasos en la tubería forzada y a la entrada y salida de las turbinas. En los aliviaderos de las presas de derivación se utilizan compuertas variando en tipos y cantidad. La existencia del resto de los tipos dependerá a su vez de la existencia y tamaño de los aliviaderos de superficie y de los desagües de fondo y medio fondo.

De embalse.

La elección de los tipos de cada una de ellas a instalar dependerá de las características propias de cada caso particular.

Reversibles.

Además de los distintos tipos de compuertas, se utilizan a menudo en los desagües de fondo válvulas de mariposa o de chorro hueco para disipar la energía.

Edificio de la central.**Agua fluyente.**

Pueden situarse como estructura anexa a la presa, que será lo más habitual, o constituir una estructura independiente de la presa aguas abajo de ella. Suelen ser de construcción exterior.



De embalse.

Las centrales a pie de presa normalmente formarán parte de la misma, aunque también puede darse el caso de estructura independiente. Pueden ser de construcción exterior o enterrada, dentro de la propia presa.

En el caso de las mixtas, son siempre independientes aguas abajo de la presa y su situación será subterránea o de exterior dependiendo de las condiciones del terreno.

Reversibles.

Se puede decir lo mismo que para las centrales de embalse mixtas.

Turbinas.

Agua fluyente.

Las turbinas más idóneas, siempre desde el punto de vista teórico son las Kaplan y las Semikaplan, debido a que se ajustan perfectamente a las características de salto constante y caudal variable. No obstante, en los casos en los que exista aumento de salto o las variaciones de caudal sean moderadas, se pueden encontrar turbinas Francis, que se caracterizan por su gran adaptación, o también turbinas Pelton en el caso de grandes saltos.

De embalse.

Las turbinas más utilizadas en las centrales a pie de presa son las de hélice, por ser muy indicadas para caudales constantes, y las Kaplan y Semikaplan, por resultar de buen funcionamiento para grandes caudales. También es habitual el uso de turbinas Francis en los casos que no se adaptan a las anteriores. Las turbinas Pelton no se suelen adaptar a este tipo de centrales.

En el caso de las mixtas, en una parte importante de los casos, nos encontraremos con turbinas Pelton, aunque también se usan las Francis cuando los valores de salto y caudal así lo requieran. En algunos casos en los que el salto sea reducido, nos podemos topar con la instalación de turbinas Kaplan.



Reversibles.

Teóricamente el tipo de turbina idónea sería la Pelton, pero como ya hemos indicado anteriormente, las turbinas Francis tienen una gran capacidad de adaptación a distintos valores de salto y caudal, por lo que son de frecuente utilización cuando el ámbito de aplicación se solape con el de las turbinas Pelton. En estos casos la instalación de una u otra dependerá del análisis individual de cada situación concreta, atendiendo a aspectos como los costes o los rendimientos.

La disposición del grupo turbogenerador puede tener 3 diseños distintos:

Grupo cuaternario: alternador, turbina, motor y bomba. Opción cara y poco utilizada.

Grupo ternario: alternador-motor, turbina y bomba. Son muy flexibles pero algo caros.

Grupo binario: alternador-motor y turbina-bomba. Son los más baratos y fáciles de instalar, aunque presentan muy poca flexibilidad y menor rendimiento que los ternarios.



3.4-CUADRO RESUMEN

	Agua fluyente	Embalse pie de presa	Embalse mixta	Bombeo
Presa	Normalmente azud	Sí	Sí	Dos (una superior y otra inferior)
Aliviaderos	Según tipo de presa	Siempre	Siempre	Siempre
Desagües de fondo y medio fondo	Cuando exista presa de derivación	Uno de los dos tipos o ambos	Uno de los dos tipos o ambos	De fondo siempre. A veces los dos tipos.
Obras de toma	Ensanchamiento para volumen requerido o canal transversal	Embocadura bajo el nivel del agua	Embocadura bajo el nivel del agua	Embocadura bajo el nivel del agua (entrada a galería de presión)
Canales o tuberías de conducción	Normalmente abiertos	Enterrados	Normalmente enterrados	Normalmente enterrados
Túneles y galerías	Tubería enterrada Galerías inspección	Dentro de la presa	Galería de presión hasta tubería forzada	Galería de presión hasta tubería forzada
Cámara de carga	Prescindible a veces	Dentro de la presa	Une la galería de presión con la tubería forzada	Une la galería de presión con la tubería forzada
Tubería forzada	Normalmente enterrada y de sección y espesor constantes	Enterrada	Habitualmente al aire libre. De sección menguante y espesor creciente	Habitualmente al aire libre. De sección menguante y espesor creciente
Chimenea de equilibrio	Depende del salto y el caudal	Depende del salto	Sí, si no existe otro medio disipador	Sí, si no existe otro medio disipador
Escala de peces	Necesaria	Según casos	Según casos	Según casos
Cámara de turbinas	Abierta o cerrada	Cerrada	Cerrada	Cerrada
Compuertas, válvulas y ataguías	Toma, tubería forzada y salida de turbinas	Varios tipos según necesidades	Varios tipos según necesidades	Válvulas de mariposa o de chorro hueco y varios tipos de compuertas
Edificio de la central	Adosado al azud o unido a él por canal de conducción o tubería forzada	Normalmente incorporado en la presa	Unido a la presa por la tubería forzada	Unido a la presa por la tubería forzada
Turbinas	Kaplan , Semikaplan, Francis y Pelton	Kaplan, semikaplan y Francis	Pelton y Francis. Algunos casos Kaplan	Pelton, Francis y Deriaz (Francis reversible)





CAPÍTULO 4º: ESTUDIO ESTADÍSTICO

4.1-JUSTIFICACIÓN Y FUENTES CONSULTADAS.

A pesar de que algunas de las características de una central hidroeléctrica se puedan fijar de manera teórica, basándonos siempre, por supuesto, en fundamentos objetivos, el análisis más fidedigno lo obtendremos a través de la observación de los datos reales de centrales en funcionamiento.

Con el objetivo de poder realizar este análisis, se ha elaborado un listado de centrales situadas por toda la geografía española, estudiando escrupulosamente cada uno de los casos para clasificarlos según los tipos que se han ido delimitando durante todo el estudio. Para ello, se han consultado varias fuentes de información lo suficientemente sólidas para que los resultados del estudio tengan validez. Las fuentes consultadas son las siguientes:

- *Atlas de recursos hidroeléctricos de Aragón*, elaborado por la fundación CIRCE y el Gobierno de Aragón. Libro donde se recogen los datos de las centrales hidroeléctricas ubicadas en el territorio aragonés y de las distintas cuencas donde se encuentran.
- CD interactivo proporcionado por la CHE (Confederación Hidrográfica del Ebro) con el catálogo de las centrales en explotación situadas por toda la cuenca del río Ebro.
- *Centrales hidráulicas en España*, de Endesa. Edición a modo de catálogo con los datos de las centrales hidroeléctricas explotadas en España por Endesa.
- *Grandes presas. 110 años de trabajo*, de Iberdrola. Edición en PDF con los datos de las presas y centrales hidroeléctricas explotadas en España por la empresa Iberdrola.
- Informes anuales sobre el sistema eléctrico español entre los años 2000 y 2008, publicados por el MITYC (Ministerio de Industria, Turismo y Comercio). Muestran datos actualizados sobre potencia instalada y producciones energéticas de todas las instalaciones productoras de energía localizadas en el territorio español.



Además de las fuentes citadas, se consultaron diversos artículos y fuentes con el único objetivo de consolidar los datos que ya se habían obtenido de las primeras. El resultado fue un listado formado por 443 centrales, que suman una potencia instalada de 16245 GW. Si tenemos en cuenta que, según datos del MITYC de 2008, existen en España 1250 centrales hidroeléctricas que suman una potencia instalada de 18672,857 GW, nos encontramos con que la lista elaborada supone el 35,44 % del número de centrales de toda España y el 87 % del total de potencia hidroeléctrica instalada en el país.

Una vez realizada la selección de centrales a evaluar, se hará un análisis comparativo de cada uno de los parámetros que definen cada tipo de central con la intención de elaborar un perfil tipo con sus respectivas características. Para que el análisis sea consecuente, se han fijado los mismos rangos de datos para la representación gráfica de los mismos, eligiendo los que con mejor criterio se adaptan a todos los grupos.

4.2-CRITERIOS DE SELECCIÓN Y CLASIFICACIÓN.

La elaboración de un catálogo de estas características no resulta sencilla por varias razones:

En primer lugar, la complejidad del sistema eléctrico de un país, hace que varios aspectos como las empresas propietarias, las características de las instalaciones (ampliaciones, rehabilitaciones, ceses o reanudaciones de las explotaciones, variaciones en la concesión de caudal,...), o incluso los nombres dados a las mismas puedan fluctuar según los años y las fuentes consultadas.

En segundo lugar, y quizás con más relevancia para el estudio que nos atañe, están las diferencias en la clasificación de las instalaciones dependiendo de las fuentes consultadas. Esto no es debido a errores en la toma de datos, sino a la discrepancia en los criterios utilizados para la determinación de los distintos tipos. Con objeto de presentar una clasificación nítida y concreta, se fijaron unos criterios rígidos, que son los que se detallan a continuación:

- ✓ **Centrales de agua fluyente:** Se incluyeron en este apartado todas las centrales que no tienen regulación propia, lo que supone, entre otras cosas, que la dependencia de una presa tipo azud o de caudales directos variables,



conlleva la inclusión en este grupo. Evidentemente, se encuadran aquí las centrales en canal de riego y las centrales de montaña que se nutren de manantiales o nacimientos de ríos, siempre que estos caudales no sean retenidos en presas de acopio.

- ✓ **Centrales a pie de presa:** Con regulación propia (embalse regulador) y formando parte de la presa o anexas a la misma.
- ✓ **Centrales mixtas:** Todas aquellas que toman sus aguas de un embalse de regulación y no están situadas a pie de presa, es decir, se encuentran aguas abajo de la misma con objeto de aumentar la altura del salto. Se incluyeron también todas aquellas que recogen los caudales de desagüe de otras centrales de regulación, puesto que se nutren de aguas embalsadas. Todas aquellas centrales que se nutran de varias fuentes se incluirán en este conjunto siempre que una de ellas sea un embalse de regulación.
- ✓ **Centrales de bombeo o reversibles:** No suelen existir discrepancias de criterio en este caso. Disponen de un embalse superior y otro inferior, pudiendo ser naturales o de construcción artificial y de bombeo mixto o puro según dispongan o no de aportaciones de caudales naturales.

4.3-LISTADO DE CENTRALES SOMETIDAS A ESTUDIO.

En los siguientes cuadros se exponen las centrales sometidas a estudio ya clasificadas en sus tipos correspondientes y con las características más relevantes de las que se dispone. Las producciones medias anuales se han actualizado según los informes del MITYC publicados entre los años 2000 y 2008 (Anexos I, II, III y IV).

CENTRALES DE AGUA FLUYENTE

CENTRAL	SALTO BRUTO (m)	CAUDAL NOMINAL (m ³ /s)	POTENCIA (MW)	Nº TURBINAS	TIPO DE TURBINAS	PRODUCCIÓN (GWh/año)
AGUILERO	315	1,25	2,65	1	PELTON	9,7
AITONA	4,86	120	4,89	2	SEMIKAPLAN	6,01
ALBENTOSA	124,8	6,8	11,8	2	FRANCIS	18,00422222
ALCALÁ DEL RÍO	8,75	104	6,08	2	KAPLAN	16,82044444
ALCANADRE I	2,7	55	1,045	1	SEMIKAPLAN	7
ALCANADRE	2,7	29,5	1,393	1	KAPLAN	6,4945555556



ESTUDIO ESTADÍSTICO



CENTRAL	SALTO BRUTO (m)	CAUDAL NOMINAL (m³/s)	POTENCIA (MW)	Nº TURBINAS	TIPO DE TURBINAS	PRODUCCIÓN (GWh/año)
ALFAGÉS	11,52	10,5	1,07			2,907
ALMADENES	49,6	39,9	14,4	4	FRANCIS	46,4135
ALOS	7,35	35	4,8			5,156333333
ANDIÓN	2,4	50	0,9			4,6
ANGUIANO	72,18	5,5	3,48	3	FRANCIS	14,65633333
ANGUIANO CUEVAS	23,5	10	1,84			5,7235
ANSERALL II	132	7,6	5,944			24,001375
ANSERALL III	87,2	3,4	2,547			9,5405
ANTOÑANA	76	1,5	0,44			1,51
ANZÁNIGO	54,8	12	8,096	2	FRANCIS	38,497375
AOIZ A, B, C	48,52	7	2,704			14,1
ARATORÉS	7,7	4	0,31	1	FRANCIS	0,51
LA ARBOLEDA	2,4	40	0,8	1	SEMIKAPLAN	3
ARENZANA II	11,3	4	0,505			1,25
ARIAS I	16,77	40	6			20,36477778
ARIAS II	15,27	40	6			18,67022222
ARIÉSTOLAS	34,9	20	5,76			34,22855556
ARLAS (FALCES)	6,7	70	3,5			7,744333333
ARTOZQUI	29	6	1,28			7,3
AUXILIAR DE CABDELLA	50	0,7	0,12			0,58
AYUNTAMIENTO DE SANGÜESA	2,5	16	0,39			1,35
BADARAN	1506	0,677	0,076			0,36
BALAGUER	16	50	7,44	1	KAPLAN	29,17866667
BALIERA	448,28	1,5	5,37	1	PELTON	36,394
BARAZPEA	3,69	4	0,1263			0,442
EL BARCO	2,2	4,16	2,4			10,3798
BARRADOS	615	3	16	1	PELTON	42,69
BARROSA	200	3,4	5,06	1	FRANCIS	16,256875
EL BATÁN	4,8	6,5	0,275			0,962
EL BATANEJO	71	3	2,04	1	FRANCIS	1,8382
BAUSÉN	369	1	3,3			5,678555556
BECEITE	9	0,38	0,029			0,175
BENOS	108	16	59,6	2	FRANCIS	139,4252222
BERASTI	616	1	5,11			23
BERBEGAL	31,28	8	1,95			6,175777778
BERBEL	7,05	310	19,6	3	KAPLAN	43,719125
BERGANZO	166	1	0,48			2,31
BETOLEGUI	75,81	5,65	2,9			14,14075
BIELSA	51,2	5	1,56	1	FRANCIS	4,967875
BIESCAS I	96	3	3,4	2	FRANCIS	10,900625
BOBADILLA	29,9	10	2,42			3,57
BOCAREDO	2,28	12	0,2	2	KAPLAN	0,875
BOHI	187,44	10	16	2	FRANCIS	53,32366667
BOSSOST	107	23	21,6	2	FRANCIS	75,819
BUICIO	3,2	70	2,12	2	KAPLAN	6,931555556
BUITRERAS	124	8,2	7,2	3	FRANCIS	7,565857143
CABRIANA	9,94	60	5,16			19,62422222



ESTUDIO ESTADÍSTICO



CENTRAL	SALTO BRUTO (m)	CAUDAL NOMINAL (m³/s)	POTENCIA (MW)	Nº TURBINAS	TIPO DE TURBINAS	PRODUCCIÓN (GWh/año)
CALANDA CANAL	25	10	2,2			1,38
CANTALEAR	30	3	0,4	1	FRANCIS	2,52
CANTILLANA	8,75	90	9,48	2	KAPLAN	15,97811111
CAPARROSO	6,6	70	4,2	2	KAPLAN	9,135222222
CARCAR	6,5	4	0,2			0,65
CARCAR II	5,7	25	1,388			5,036
CARCASTILLO	14,52	4	0,48			4
EL CARPIO	SD	57	8,4	3	FRANCIS	19,12911111
CASABLANCA	6,95	10	0,736	1	KAPLAN	1,08
CÁSEDA	7,2	8	0,424			3,9
CASTELLAS	205	1,3	2,2			2,289333333
CASTIELFABIB	70,8	2	1,3	1	FRANCIS	3,45025
CASTIELLO DE JACA	33	4	1,2	1	FRANCIS	2,199375
CÁZULAS	305,12	0,7	1,8	1	FRANCIS	3,280222222
CENTRAL DEL ÁGUILA	315	0,26	0,48	2	PELTON	1,78
CHÍLLARI I	272,8	0,5	0,7	1	PELTON	1,791
LA CHORRONERA	48	0,6	0,206			0,2
CINCO VILLAS	44,2	8	2,524			13
CIRAT	118,7	12	14,72	2	FRANCIS	27,06477778
COFRENTES	142	108,3	124,2	3	FRANCIS	66,3405
EL CORCHADO	135	11,4	11,56	3	PELTON/FRANCIS/FRANCIS	35,22388889
CORDOBILLA	42,5	42,3	15,3	3	FRANCIS	21,878
CORTIJO	1605	60	8	2	FRANCIS	26,96611111
LA CUEVA	13,46	10,5	1,205	2	FRANCIS	3,498222222
DÍLAR	392,5	1,2	3,65	2	PELTON	8,838888889
DOÑA ALDONZA	21,5	60	10,4	2	KAPLAN	7,790666667
DUQUE	494,5	3	12,8	1	PELTON	21,462
DÚRCAL	758	0,5	3,8	2	PELTON	9,421777778
ECAY	5,6	12	0,552			3,47
ECHAURI	10	15	1			4,020333333
EGUILGOR	119	3	4,311	2	1 FRANCIS/1 PELTON	14,610222222
E. HARINERA EL CARMEN	3	8	0,28			1,26
ELCIEGO (ÁLAVA)	2,52	70	2,124	2	KAPLAN	9,338625
ELCIEGO (HUESCA)	35,3	12	3,2			9,038222222
EMBID RIBERA	18	20	3,2	2	FRANCIS	3,62225
LA ESPERANZA	10	1	0,09	2	KAPLAN	8,27
ESPOT	410	3,3	14,16	2	PELTON	55,81677778
LOS FAYOS	40	1,5	0,348	2	FRANCIS	1,23
LA FERRERÍA	10	2	0,08	1	FRANCIS	0,475
FLIX	12,1	400	42,5	4	KAPLAN	126,486
FONTSECA	12	1,4	0,32			1,2
GABET	53	60	23	5	PELTON	81,72
GALLIPIENZO	3,3	40	1,42			2,818555556
GALLUR	20,6	20	4,05			16
GARDE	4,2	7,5	0,252			0,88
GARES	2,3	51	1,721			5,8



ESTUDIO ESTADÍSTICO



CENTRAL	SALTO BRUTO (m)	CAUDAL NOMINAL (m³/s)	POTENCIA (MW)	Nº TURBINAS	TIPO DE TURBINAS	PRODUCCIÓN (GWh/año)
GELSA	3,2	180	6,3			16,29088889
GRAUS	14,4	15	1,797			6,29
GURREA	7,8	15	1,05			4
HARINAS VÁZQUEZ	10,7	2	0,166			0,55
HARINERA SAN ANTONIO	6,2	20	0,45			1,5
HIDRO-HUESCA	8,75	12	0,95	1	KAPLAN	6,15
HIJOS DE MARTÍNEZ	3,2	12	0,16			0,604
HUÉRMEDA	3,85	15	0,5	1	SEMIKAPLAN	2,6
HUERTA DEL VERO	5,7	0,8	0,135			0,72
IBARREA	3,9	1,1	0,031			0,15
LES ILLES	12,9	6	1	2	FRANCIS	2,509777778
IRATI	38	6	2,1	3	FRANCIS	10,37175
IRIBAS	57	1,2	0,584			2
IRURTZUN	9,34	9,6	0,98			3,8
ISABA	30	2,3	0,9			3,22
ÍZBOR	308,6	4	11,44	2	PELTON	24,8055
JABARRELLA	67,64	27	15	3	FRANCIS	65,65075
JACA	176,2	10	15,2	2	FRANCIS	42,143875
JAUJA	19,24	32,1	5,4	3	FRANCIS	8,174666667
JAVIERRELATRE	39,35	35	11,4	2	FRANCIS	36,86025
JUEU	516	5	20,4	1	PELTON	70,32
LABASTIDA	4,89	90	3,6	2	KAPLAN	12,06522222
LANCIEGO		15	0,626			0,43
LÉRIDA	26,8	50	12	1	KAPLAN	47,26544444
LERÍN	6,6	16,5	0,869	1	KAPLAN	3
LODOSA	3,3	130	3,84	2	KAPLAN	11,44633333
LOGROÑO	3,2	150	3,02			8,861666667
LORENTE	6,6	12	0,7			3,2
LUCAS URQUIJO	112	44,55	39,6	4	FRANCIS	40,60377778
LUGAR DEL RÍO	32,6	0,45	0,115			0,46
LLESP	146,12	9,4	12,48	2	FRANCIS	44,60677778
MACHÍN	4	140	4,5	2	KAPLAN	10,60511111
EL MAL PAS	150	3	3,8	1	FRANCIS	7,552666667
MARRACOS	42	15	7,68	2	FRANCIS	25,221125
MENDAVIA	4,6	130	5,6			13,07922222
MENGÍBAR	8,2	75	4,2	3	BULBO	5,588666667
MENUZA	8	253	13,858			41,50977778
MILLER	185	10,5	27	2	FRANCIS	32,07933333
MILLER-ZUMETA	190,6	5,5	9	1	FRANCIS	12
MOLINO DE ALLO	4	4	0,11			0,4
MOLINO DE BARAZPEA	3,69	4	0,1263			0,442
MOLINO DE MARCILLA	3,2	2,42	59			0,45
MOLINO DE NIEVA	7,18	7,8	2			1,48
MOLINO DE PRADILLO	4,12	0,59	0,01971			0,16
MOLINO DE SUSO	3,49	100	1,998			10,70085714
MOLINO SAN MIGUEL	2,34	2,02	0,038			0,1
MOLINOS	296	7	13,5			35,224444444



ESTUDIO ESTADÍSTICO



CENTRAL	SALTO BRUTO (m)	CAUDAL NOMINAL (m³/s)	POTENCIA (MW)	Nº TURBINAS	TIPO DE TURBINAS	PRODUCCIÓN (GWh/año)
LA MONTANERA	18,87	8	1,145			3,387
MONTENARTRÓ	163,1	2,7	3,74	1	FRANCIS	5,840166667
MONTESQUIU	14,5	5,5	1,083	1	KAPLAN	3,133333333
MORANA	175	0,3	0,88	2	PELTON	1,34
MORCA	331,66	0,3	0,797	1	PELTON	0,86
MORENTÍN	4,1	15	0,581			2
MORENTÍN DICASTILLO	5	12	0,7			2
MORÉS	3,5	15	0,5	1	SEMIKAPLAN	2,14
MURILLO EL FRUTO	10,71	60	5	2	KAPLAN	14,67844444
MUZOLA	22,03	9	1,725			4,592888889
Nº1-P.K. 80,90	4,85	12	0,573			1,733
Nº2-P.K. 83,20	4,23	12	0,445			0,86
Nº3-P.K. 84,20	3,96	11,5	0,397			1,427
Nº4-P.K. 86,80	6,5	11,5	0,634			2,243
Nº5-P.K. 87,50	3,57	8	0,245			0,857
Nº6-P.K. 88,20	9,78	7,75	0,637			2,265
Nº7-P.K. 89,10	12,04	7,25	0,754			2,847
Nº9-P.K. 92,20	10,42	7	0,614			2,175
Nº12-P.K. 98,30	15,32	5,25	0,686			2,514
Nº13-P.K. 98,80	12,96	4	0,444			1,579
Nº14-P.K. 106,70	34,91	2,85	0,965			3,078
NACIMIENTO	122,7	1,2	1,2	2	FRANCIS	2,3975
NOFUENTES	2,3	9,076	0,222			0,11
LAS NORIAS	4,2	50	1,92			9,390333333
NUEVO CASTILLO	174,35	3	4,36	1	FRANCIS	9,842777778
NUEVO CHORRO	113,4	13	12,8	1	FRANCIS	14,24233333
ODINA	8,32	8	0,525			18,9
OJER Y MARCOS	9,95	3,25	0,35			0,62
OLALDEA	49,95	6	3,502			16,301125
OLALDEA 2	15,5	5	0,72			3
LOS ÓRGANOS	319,5	0,8	1,92	2	FRANCIS	4,343444444
OROZ BETELU	26,06	4	1,24			6,7
PAMPANEIRA	555	2,8	12,8	1	PELTON	19,12822222
PANZARES	65,35	4	2,24			8,567666667
LA PARDINA	23	22	5	1	KAPLAN	25
PAREDONES	43,5	8	3,12	2	FRANCIS	4,018888889
PASTERAL II	13,5	16	1,58	2	KAPLAN	1,57
PEDRUZO	19	3,7	0,7			1,5
PENELLES	9	3	0,229			0,9
PEÑADRADA	89,71	51	37,6	2	FRANCIS	84,14244444
PEQUERA	7,4	10	0,585			2
PINA	4,5	200	7	2	SEMIKAPLAN	19,74422222
PIRACÉS	18,41	8	1,265			1,989666667
LA PLANA	90	7,5	5			17,10655556
PONT DE SUERT	90,51	21,1	16	2	FRANCIS	59,24455556
PONTS	4,95	26	1,3			3,8
POQUEIRA	586	2,5	10,4	2	PELTON	10,13022222
PORTET	695,3	0,5	2,885			3,127625



ESTUDIO ESTADÍSTICO



CENTRAL	SALTO BRUTO (m)	CAUDAL NOMINAL (m³/s)	POTENCIA (MW)	Nº TURBINAS	TIPO DE TURBINAS	PRODUCCIÓN (GWh/año)
POSADAS	22	1,8	0,315			0,08
POTABILIZADORA DE LOGROÑO	101	1,25	0,762			4
PRADILLO	7,2	5	0,27			0,65
PRULLANS		1,1	3,1			5,7355
PUENTE MONTANYANA	180,35	28,5	44,8	2	FRANCIS	180,3104444
PUENTELARRA	7,92	55	3,519	3	BULBO	11,24022222
PUEYO	547	3,5	14	1	PELTON	64,45225
PURROY	8,58	7,5	0,65	1	SEMIKAPLAN	36,37
QUEILES I	114	2	1,32			3,245666667
QUEILES II	107,69	2	1,368	3	FRANCIS	2,004
QUINTANA DE VALDIVIESO	4,9	30	1,198			2,855777778
QUINTANILLA ESCALADA	25,5	6	0,72			3,13
LOS RÁBANOS	16,9	30	4,48	2	KAPLAN	6,6255
RACIONEROS	7	40	2,24	2	HÉLICE	1,287777778
RECAJO	9,34	55	3,42			2,416222222
LA RECUEJA	1,9	6	3,44			1,828125
LA REQUIJADA	72	2	0,72	2	FRANCIS	4,3
LA RETORNA	64,16	5,5	2,24	2	FRANCIS	9,458222222
LA RIBERA	3,8	110	4			10,17755556
RÍO BLANCO	76,9	0,55	0,3			1
RIVERA I	36,7	4,3	1,225	1	FRANCIS	0,637625
RONDA	120,2	1,75	2,32	2	PELTON	1,972375
RUDA	202	0,11	0,22			0,87
SÁDABA	28	15	3,152			18
SALINAS	161,3	2,18	2,4	1	FRANCIS	11,991
SALT DEL DURAN	14,5	1,3	0,163			0,8
SALTO DE CABISCOL	28,7	9	2,25			8,074555556
SAN ANTONIO	2	0,75	0,212			0,84
SAN AUGUSTO	149	1,5	2,6	3	PELTON	3,533666667
SAN CALIXTO	6,5	24,8	0,48	1	KAPLAN	1,302
SAN CLODIO	17,65	125	17,6	1	KAPLAN	46,35666667
SAN FAUSTO	57,67	4,5	2,6			1,749833333
SANGÜESINA	6,6	14	0,66			0,43
SAN JOSÉ ELÉCTRICA	12,82	7	0,56			1
SAN MARTÍN	18,58	60	10	1	KAPLAN	17,89288889
SAN MATEO	13,4	5	0,51	1	FRANCIS	2,83
SAN MIGUEL	3,43	24	0,59	2	SEMIKAPLAN	0,816
SAN PASCUAL	78	1,5	1,5	2	FRANCIS	1,982222222
SAN PEDRO	18,4	225	32	2	KAPLAN	118,1648889
SAN RAMÓN	5,8	31,4	0,48	1	KAPLAN	2,148
SANTACARA	7	70	4,24			9,545333333
SANTA LUCÍA	57	2	0,918			1,86
SANTA MARINA I	84,13	27,6	21,03 (32,9)	2	FRANCIS	73,07333333
SANTA MARINA II	81,5	19	14,09	1	FRANCIS	
SANTIAGO-SIL	12	154	14,4	2	BULBO	36,58133333



ESTUDIO ESTADÍSTICO



CENTRAL	SALTO BRUTO (m)	CAUDAL NOMINAL (m³/s)	POTENCIA (MW)	Nº TURBINAS	TIPO DE TURBINAS	PRODUCCIÓN (GWh/año)
SAN VICENTE DE LA SONSIERRA	3,32	70	2,06	2	SEMIKAPLAN	7,718222222
SARRIA (ARTAZU)	7	70	4,141	2	FRANCIS	13
SARTAGUDA	6,44	90	4,2			15,23744444
SÁSTAGO I	6	200	2,928			8,132111111
SÁSTAGO II	11,1	200	20,3	4	FRANCIS	74,79444444
SENET	217,36	5	8,64	2	FRANCIS	42,91088889
SEQUEIROS	18,6	120	18	3	KAPLAN	65,928
EL SERRADO	260,25	1	2,1	1	PELTON	5,8895
SESPLANS	256	0,27	0,95			5,42
SORT	6,3	7,4	0,3			1,44
SOSSIS	23	14	3,75			16,49055556
TERMENS	26,7	50	12	1	KAPLAN	45,75988889
TOBERA	90,66	0,3	0,375			1,3
TORRECILLA	5,64	1,33	0,07029	1	HÉLICE	0,455
TORROLLÓN	16,26	7	0,94			2,03
TREGURÁ	311	1,2	4,54	2	PELTON	6,365111111
TUDELA	2,94	200	4,9	3	KAPLAN	21,28144444
UNARRE	465	2	8	1	PELTON	17
URDANIZ	4,1	6	0,224			0,63
URROZ-VILLA	3	4	0,112			0,668
URZAINQUI	5,7	0,79	0,03			0,119
VALDENOCEDA	4,7	18	0,66			4,25
VALDESPARTERA	30,5	16,6	4			21,45455556
VALTODANO	6	69	3,15	3	HÉLICE	3,611111111
VALVANERA	133	0,1	0,11	2	PELTON	0,8
VALLESPIR	185,56	2,7	4,344	1	FRANCIS	8,215666667
LA VEGA		55	1,92	2	KAPLAN	3,805222222
VIANA II	8,97	60	9	2	KAPLAN	43,78566667
VIANA III	5,4	120	4,975	2	KAPLAN	26,4
VIELLA	197	14	22	2	FRANCIS	66,15677778
VILALLER	76,17	7	9,57	2	FRANCIS	30,95888889
VILLAFRANCA	8,5	73	4,32	2	KAPLAN	12,12877778
VILLA LOS ÁNGELES	2,1	166,9	4,65	2	SEMIKAPLAN	15,27644444
VILLANÚA	195	7	11	2	FRANCIS	36,37
VOZMEDIANO 1	8,76	1,296	0,1			2
VOZMEDIANO 2	25,19	1,7	0,37			1
XERTA	5,4	448	16,732	4	SEMIKAPLAN	34,034
LA ZAIDA	2,3	170	3,6	2	SEMIKAPLAN	13,98988889
ZALDU	3	6	0,315			2
ZAMUÑÓN	173,9	1,1	1,506			9
ZUDAIRE	192	1,5	3,75			11,83122222



CENTRALES MIXTAS

CENTRAL	SALTO BRUTO (m)	CAUDAL NOMINAL (m³/s)	POTENCIA (MW)	Nº TURBINAS	TIPO DE TURBINAS	PRODUCCIÓN (GWh/año)
AIGUAMOIX	300	14	100	1	FRANCIS	127,339444
ALLOZ	66,5	16	6,8	2	FRANCIS	7,03677778
ARGONÉ	93	20	14,4	2	FRANCIS	52,2698889
ARTIES	804	10	68	4	PELTON	94,79
BAÑOS	527	1,36	8,48	1	PELTON	32,79425
BARAZAR	331,25	30	84,05	1	FRANCIS	130,290444
BIESCAS II	224	38,7	62	2	FRANCIS	157,757125
BOADELLA	60	7	3,48	2	FRANCIS	3,48977778
BONO	81,72	6	3,76	2	FRANCIS	16,7582222
CABDELLA	836	3,5	32,25	5	PELTON	41,9558889
CALA	192,5	12,1	12,8	2	FRANCIS	15,0901111
CALDAS	486,15	8	32,64	2	PELTON	78,1752222
CANALES	146	8,7	8,8	1	FRANCIS	14,8372222
CANALROYA	145,15	4,8	6	2	FRANCIS	16,814625
CARCAVILLA	65,9	8	4,9	1	FRANCIS	33,849875
CELÍS	102,45	8,57	7	2	FRANCIS	31,8287778
EL CHORRO	209	0,88	1,024	1	PELTON	3,59311111
CORNATEL	137,64	115	122	2	FRANCIS	167,983556
ERISTE	283	36,9	80	2	FRANCIS	126,904625
ESCARRA	330	2,3	8,68	1	FRANCIS	30,043
ESTERRI	139,6	21	35,81	3	FRANCIS	65,5416667
EUME	262,2	26	55,181	2	FRANCIS	200,681889
EL GRADO II	80,7	40	27,2	2	FRANCIS	83,4604444
GURIEZO SUPERIOR	250	0,63	1,16	1	PELTON	0,63833333
HERRERÍAS	65,91	15	8	2	FRANCIS	29,6865556
LAFORTUNADA CINCA	475	12	42	3	PELTON	154,340375
LAFORTUNADA CINQUETA	373,4	16	41,4	2	PELTON	88,3765
LANUZA	198	34,1	52	2	FRANCIS	100,141
LASARRA	673	4,8	24			63,2615
LASPUÑA	77	23,7	13,6	2	FRANCIS	53,748625
LLADRES	106	1	0,85	1	FRANCIS	0,94
LLAVORSÍ	317	20	52,8	2	FRANCIS	94,0027778
MAÑERU	61,5	12,6	4,8	2	FRANCIS	5,89088889
MARMOLEJO	17,6	120	16,96	2	KAPLAN	19,3657778
MILLARES II	137	55	68	2	FRANCIS	130,823857
MONCABRIL GRUPO AUXILIAR	551	0,32	1,47	1	PELTON	514
MONCABRIL GRUPOS 1, 2 Y 3	551	8,1	37,37	3	PELTON	514
LAS ONDINAS	162	60	80,8	2	FRANCIS	107,364222
PASTERAL I	25,5	30	6,4	1	KAPLAN	6,37622222
PEÑA DE BEJO	330,25	7,4	17,9	2	PELTON	64,0826667
EL PICAZO	49	46	18	2	FRANCIS	11,9751111
PONT DE REY	119	37,5	46,4	2	FRANCIS	101,696444
PONTENOVO	380,8	12	38,4	4	PELTON	150,227778



ESTUDIO ESTADÍSTICO



CENTRAL	SALTO BRUTO (m)	CAUDAL NOMINAL (m³/s)	POTENCIA (MW)	Nº TURBINAS	TIPO DE TURBINAS	PRODUCCIÓN (GWh/año)
PORTO	242,6	8,86	17,6	1	FRANCIS	21,7026667
PRADA	340	12	72,2	2	FRANCIS	86,8997778
QUEREÑO	34,8	130	36,7	2	KAPLAN	107,331
QUINTANA	22	48	7,8	1	KAPLAN	32,8564444
RIBESALBES	73,15	12	7,04	2	FRANCIS	21,9333333
RIOSCURO	139,46	11,5	15	2	FRANCIS	19,6031111
ROZADÍO	205,32	7,15	11,8	2	PELTON/FRANCIS	45,616
SABIÑÁNIGO	27	30	6,72	2	KAPLAN	28,856875
SALLENT	162	10,2	11,36	2	FRANCIS	43,098875
SAN AGUSTÍN	432	10,24	65,28	2	FRANCIS	116,998444
SAN CRISTÓBAL	126,2	10	10,56	2	FRANCIS	45,6718889
SAN JOSÉ (BARASONA)	69,4	36	20,8	2	FRANCIS	85,6616667
SAN JUAN DE TORÁN	495	3	13,2	1	PELTON	21,7837778
SAN SEBASTIÁN	165	8,1	17,6	2	FRANCIS	38,7546667
SANT MAURICI	532	3,3	15,54	3	PELTON	29,4761111
SEIRA	147	15	36,9			88,7723333
SEROS	52,5	120	44,6	4	FRANCIS	111,905444
SESUÉ	146,5	35,1	36	2	FRANCIS	102,764
SOBRADELO	30	160	42,07	2	KAPLAN	101,352778
SOBRÓN	38	80	28,8	2	FRANCIS	89,027
SUSQUEDA	164	60	87,216	3	FRANCIS	120,186222
TABESCÁN INFERIOR	247,3	14	32,04	1	FRANCIS	67,84
TABESCÁN SUPERIOR	898,5	14	120,44	2	PELTON	73,01
TALARN	74,9	60	35,2	4	FRANCIS	99,4277778
TERMAS PALLARÉS	6	1,7	0,06			0,0095
TORRASA	34,4	16	4,4	1	FRANCIS	14,25
TRESPADERNE	33,3	50	15,2	2	FRANCIS	30,623
URROZ	346	0,5	0,96	2	PELTON	3
VALLAT	104,5	16	14,72	2	FRANCIS	31,1145
VILLALBA	77	17	12,6	2	FRANCIS	41,673

CENTRALES A PIE DE PRESA

CENTRAL	SALTO BRUTO (m)	CAUDAL NOMINAL (m³/s)	POTENCIA (MW)	Nº TURBINAS	TIPO DE TURBINAS	PRODUCCIÓN (GWh/año)
ALDEADÁVILA I	139,5	690	809,71	6	FRANCIS	1987,844333
AUXILIAR DE CAMPO	12	20	1,67			4,814111111
AZUTÁN	31,6	750	180	3	KAPLAN	148,1921111
LA BAEULLS	97,25	7,5	7,03	1	FRANCIS	16,57422222
BÁRCENA	85,3	100,8	61,21	2	FRANCIS	111,1147778
BASERCA	119	7,4	6	1	FRANCIS	24,02522222
BEMBÉZAR		22,5	15,12	1	FRANCIS	17,76122222
BOLARQUE I	42	85	28	2	FRANCIS	15,891
CALANDA PRESA	48	5,5	3			6,92



ESTUDIO ESTADÍSTICO



CENTRAL	SALTO BRUTO (m)	CAUDAL NOMINAL (m³/s)	POTENCIA (MW)	Nº TURBINAS	TIPO DE TURBINAS	PRODUCCIÓN (GWh/año)
CAMARASA	82	118	60	4	FRANCIS	142,8656667
CANELLES	135,6	100	108	3	FRANCIS	142,988
CASTRO I	38	270	79,8	2	FRANCIS	292,9555556
CASTRO II	38,4	340	110	1	KAPLAN	240,0845556
CEDILLO	48,16	1500	440	4	KAPLAN	595,7772222
CERNADILLA	55,6	60	30	1	KAPLAN	39,55433333
CHANDREJA	66,5	8	4	2	FRANCIS	16,524
CIJARA MARGEN DERECHA	65,24	107	50,4	1	FRANCIS	27,17666667
CIJARA MARGEN IZQUIERDA	66,1	93,2	51,7	3	FRANCIS	36,83177778
CORTES II	96	326	284	2	FRANCIS	105,876
EMBALSE DEL EBRO	22,2	35	6,5			8,211666667
ENCINAREJO		40	8,32	2	FRANCIS	4,952555556
ESCALÉS	117,5	39	36	3	FRANCIS	108,1082222
EUGUI	43	5,25	1,89			3,935777778
EL GRADO I	25,8	80	18,56	2	KAPLAN	59,40711111
GUADALÉN	45	14,1	5,12	1	KAPLAN	4,388111111
GUADALMELLATO	46,6	10,8	5,12	1	KAPLAN	5,287875
GUADALMENA	84	22,5	15,2	1	FRANCIS	8,363333333
GUÍSTOLAS	17	12	1,4	1	KAPLAN	4,545666667
IRABIA	29,7	5	1,36	1	FRANCIS	4,425111111
IZNÁJAR	97,3	100	76,8	2	FRANCIS	51,17355556
JÁNDULA	75	27	15	3	FRANCIS	12,28077778
JOSÉ MARÍA ORIOL	106,5	1172	915,2	4	FRANCIS	1133,887778
MANSILLA	70	12	5,76	2	FRANCIS	10,87366667
MEDIANO	76	120	66,4	2	FRANCIS	150,213
MEQUINENZA	74	760	324	4	FRANCIS	642,6193333
MONTEFURADO	34,5	135	45,03	3	KAPLAN	154,5846667
NEGRATÍN	60	13,5	6,6	1	FRANCIS	5,862888889
NTRA. SRA. DEL AGAVANZAL	35,5	68	24,46	3	2 KAPLAN/1 FRANCIS	45,669333333
OLIANA	67,5	44,09	37,89	3	FRANCIS	98,29266667
ORELLANA PRESA	44,5	50	23,03	1	FRANCIS	11,576375
PUERTO PEÑA	44,35	150	55,59	3	FRANCIS	41,54388889
RIBARROJA	41	940	262,8	4	KAPLAN	568,7037778
LA RIBEIRA	47,55	13	5,36	1	KAPLAN	12,69
RICOBAYO (ESLA)	83	457	291,24	5	FRANCIS	542,3026667
SALIME	114	160	156	4	FRANCIS	282,7108889
SAN ESTEBAN	103	300	265,48	4	FRANCIS	791,5821111
SAN LORENZO	17	60	8			30,78
SANTA ANA	72,5	50	30,4	2	FRANCIS	35,44075
SANTOLEA	38,2	7,5	2,613	1	KAPLAN	7,68
SAU	89	70	56	2	FRANCIS	55,41155556
SAUCELLE I	64	468	250,56	4	FRANCIS	730,25
SAUCELLE II	64	480	285	2	FRANCIS	295,1564444
LA SERENA	35	89	25,1	1	KAPLAN	23,62433333
SOTONERA	12	25	4			10,56122222
TERRADETS	32	135	32,5	2	FRANCIS	58,69011111



CENTRAL	SALTO BRUTO (m)	CAUDAL NOMINAL (m³/s)	POTENCIA (MW)	Nº TURBINAS	TIPO DE TURBINAS	PRODUCCIÓN (GWh/año)
TRANCO DE BEAS	111,5	50	39,8	3	FRANCIS	23,70866667
ULLIVARRI	27	0,85	0,136			1,31
URRÚNAGA	23,6	0,85	0,136			1,01
URTASUN	43	1,5	0,23			1,136
USOZ	13,5	8,5	0,8			5
VALPARAÍSO	46,3	160	68	2	FRANCIS	53,07744444
VILLALCAMPO I	37	303	96	3	FRANCIS	294,6191111
VILLALCAMPO II	36,6	340	110	1	KAPLAN	222,2146667
YESA	30,7	1,56	0,32			2,13
ZÚJAR	42,4	77,5	28,36	2	KAPLAN	14,62477778

CENTRALES DE BOMBEO

CENTRAL	SALTO BRUTO (m)	CAUDAL NOMINAL (m³/s)	POTENCIA (MW)	Nº TURBINAS	TIPO DE TURBINAS	PRODUCCIÓN (GWh/año)
*AGUAYO	328,5	30	339,2	4	FRANCIS	530,301222
ALDEADÁVILA II	137,83	350	421	2	FRANCIS	428,191778
*BOLARQUE II	98,8	269,5	208	4	FRANCIS	134,427111
CONSO	230	120	270,17	3	FRANCIS	250,225111
GABRIEL Y GALÁN	60	230	110	2	FRANCIS	90,3042222
GOBANTES	42,5	13	3,344	1	FRANCIS	1,61233333
GUIJO DE GRANADILLA	25	240	52,8	2	BULBO	40,262
*GUILLENA	244	103,2	210	3	FRANCIS	170,969889
*IP	905	10,11	84	3	PELTON	65,471125
MONTAMARA	636,6	16	240,48	2	PELTON	139,83425
MORALETS	801,5	30,5	221,4	3	FRANCIS	258,850222
LA MUELA	450	145	634,8	3	FRANCIS	758,208
EL PINTADO	197,5	21,6	33,2	3	FRANCIS	31,8254444
PUENTE BIBEY	356,6	90,8	285,25	4	FRANCIS	522,568778
SALLENTÉ	400,7	125	451	4	FRANCIS	384,844444
SAN RAFAEL DE NAVALLANA	40	12,5	4,176	1	FRANCIS	6,96744444
SANTIAGO JARES	216,5	28	51,2	2	FRANCIS	72,615
SOUTELO	606,5	21,3	214,18	2	PELTON	121,280111
	400	17,44			FRANCIS	
*TAJO DE LA ENCANTADA	398,5	108,8	360	4	FRANCIS	368,052667
TANES	102	119,5	133	2	FRANCIS	162,726
TORREJÓN	47,7	328	129,6	4	FRANCIS	208,571667
URDICETO	426	2	7,2	2	PELTON	0,793625
VALDECAÑAS	75	390	225	3	DERIAZ	296,677333
VILLARINO	400	232	810	6	FRANCIS	1272,26067

*Se muestran en color azul las centrales que son de bombeo puro (sin aportaciones naturales de caudal).



NOTA: A partir de este momento, con objeto de simplificar, se usarán las siguientes abreviaturas:

AF: Centrales de agua fluyente.

M: Centrales mixtas.

PP: Centrales a pié de presa.

B: Centrales de bombeo o reversibles, que a su vez se podrán dividir en

BP: Bombeo puro

BM: Bombeo mixto



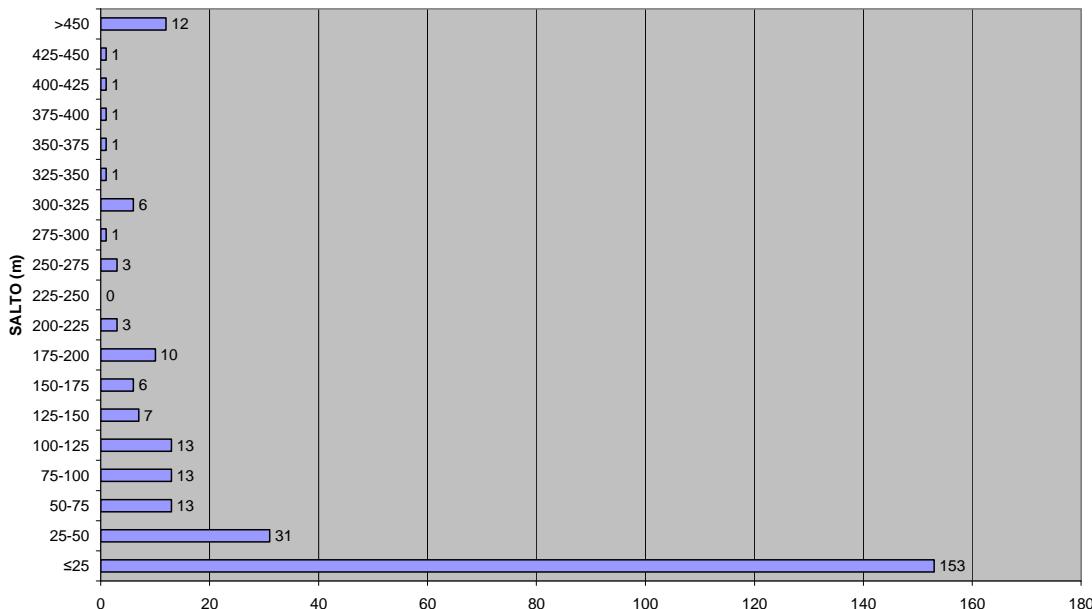
4.4-ANÁLISIS DE PARÁMETROS.

ALTURA DEL SALTO

CENTRALES AF

Valor medio: 87,68 m.

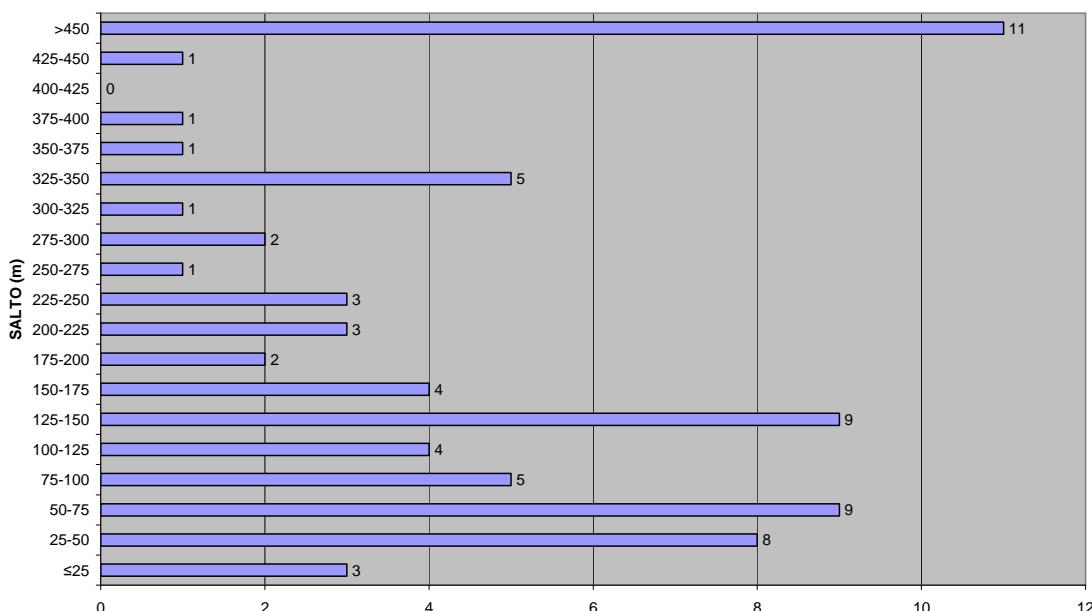
NÚMERO DE CENTRALES AF POR ALTURA DE SALTO



CENTRALES M

Valor medio: 223,14 m.

NÚMERO DE CENTRALES M POR ALTURA DE SALTO

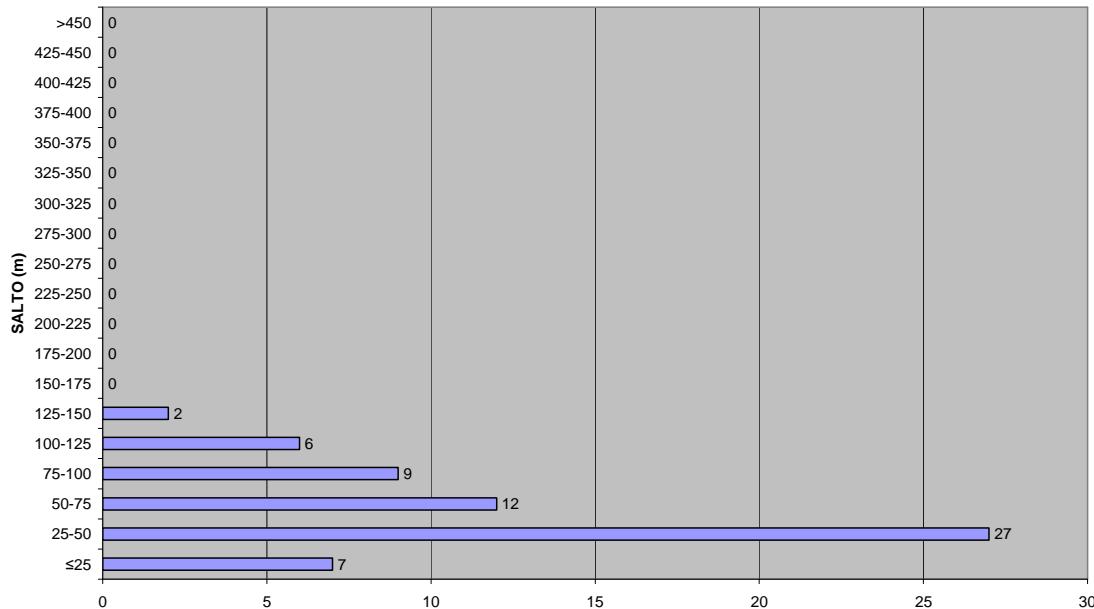




CENTRALES PP

Valor medio: 58,83 m.

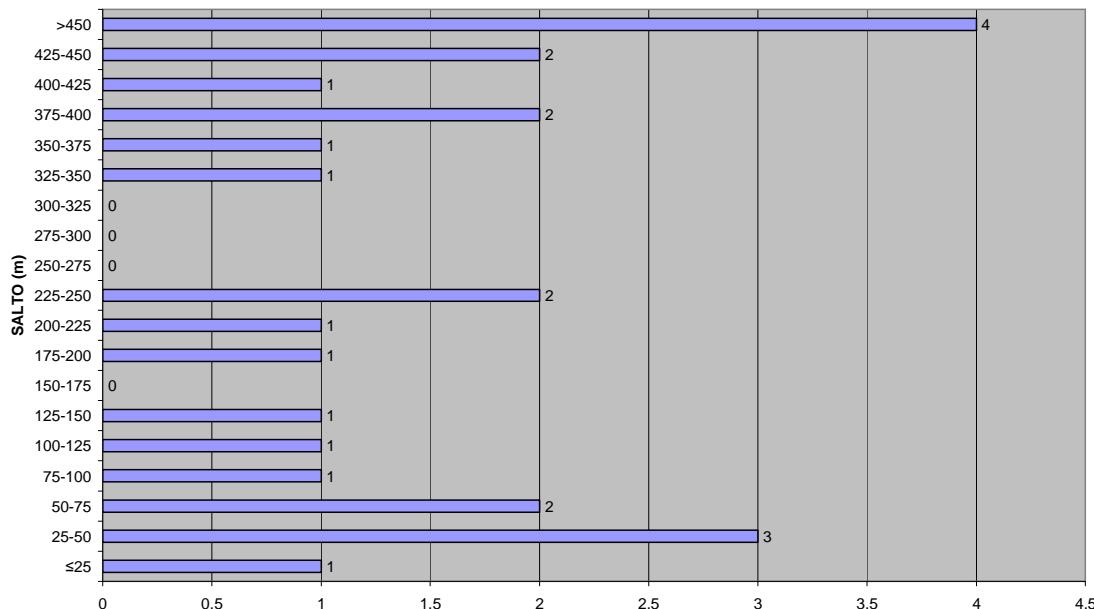
NÚMERO DE CENTRALES PP POR ALTURA DE SALTO



CENTRALES B

Valor medio: 305,07

NÚMERO DE CENTRALES B POR ALTURA DE SALTO





COMENTARIOS

En las centrales AF se observa un claro predominio de rangos de altura de salto reducidos, lo que se corresponde con el caso típico de central, aunque también se dan alturas muy grandes, correspondientes al tipo de central de montaña.

En las centrales M, la heterogeneidad de valores nos empieza a dar una idea de la gran variedad que existe dentro de este tipo de centrales, quizás las más difíciles de catalogar y delimitar. Presentan un valor medio de salto muy elevado, puesto que aprovechan principalmente esta circunstancia para obtener energía.

Las centrales PP tienen el valor medio más bajo de todos y la mayor concentración de valores en torno a él, cosa lógica, puesto que el salto estará limitado por la altura de la presa.

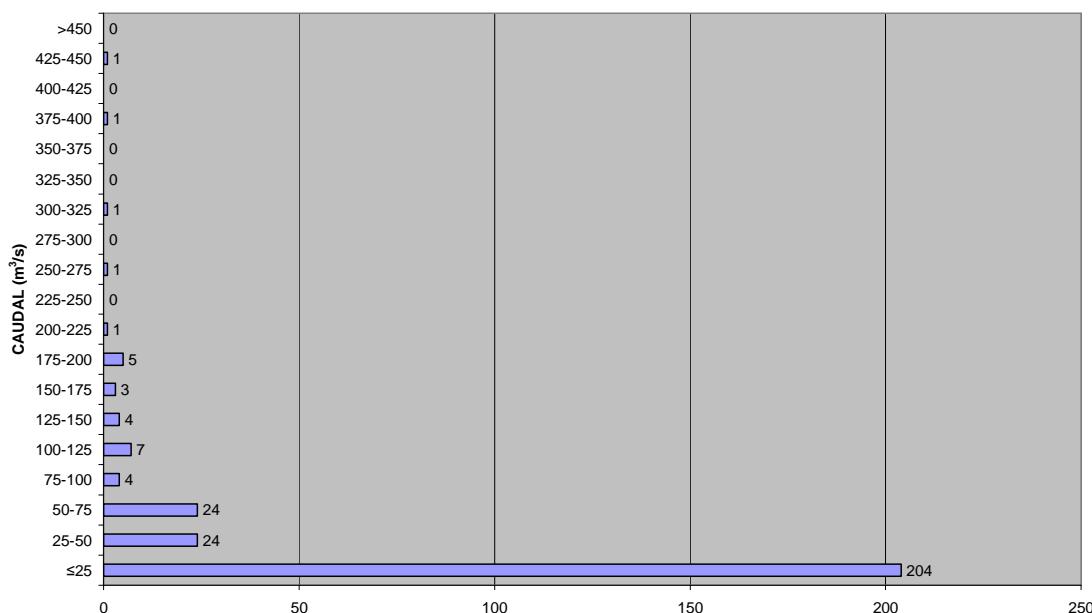
Las centrales B, por su parte, presentan una gran variedad de alturas de salto, siendo el valor medio del mismo el más grande de todos.

CAUDAL

CENTRALES AF

Valor medio: $30,73 \text{ m}^3/\text{s}$

NÚMERO DE CENTRALES AF POR CAUDAL

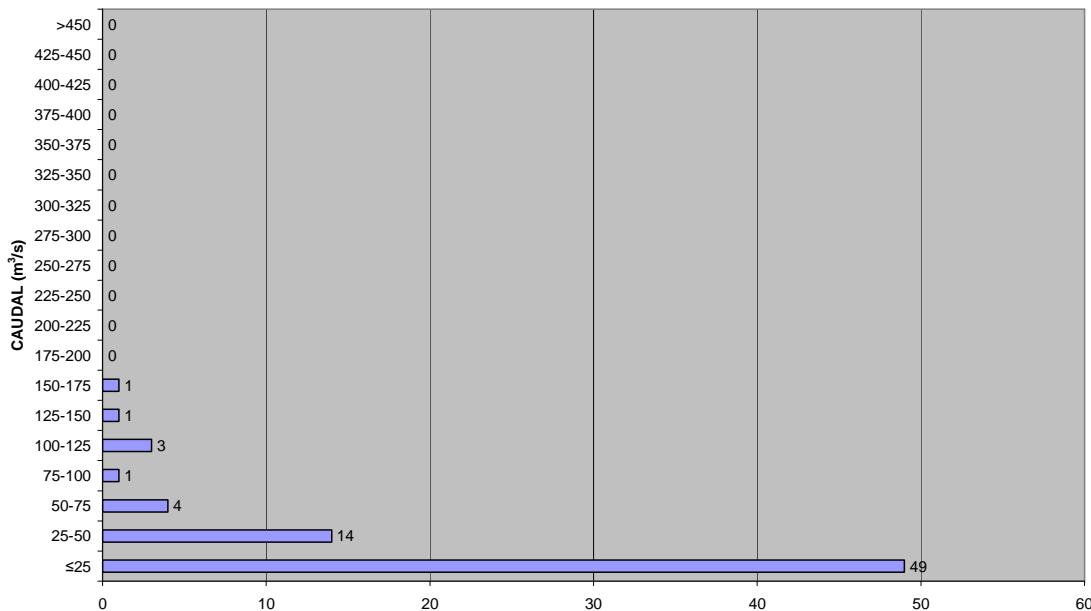




CENTRALES M

Valor medio: 26,78 m³/s

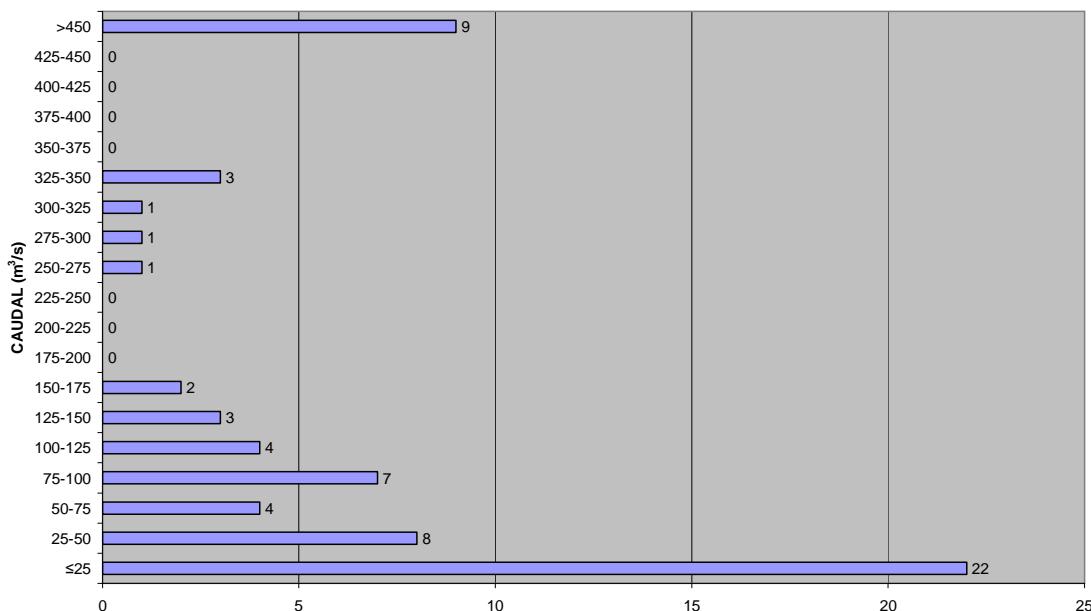
NÚMERO DE CENTRALES M POR CAUDAL



CENTRALES PP

Valor medio: 180,38 m³/s

NÚMERO DE CENTRALES PP POR CAUDAL

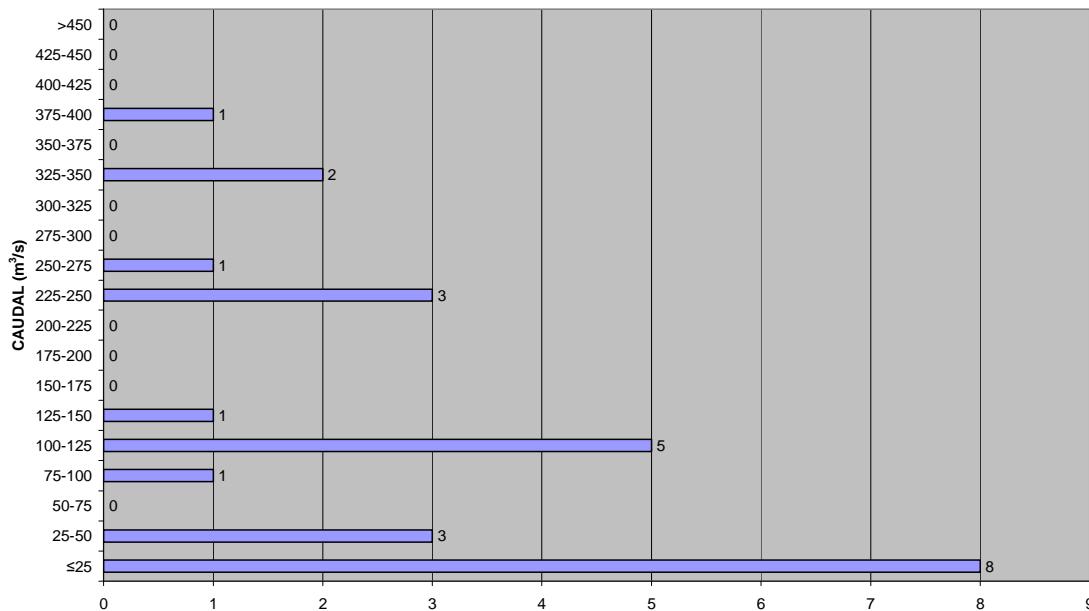




CENTRALES B

Valor medio: $122,17 \text{ m}^3/\text{s}$

NÚMERO DE CENTRALES B POR CAUDAL



COMENTARIOS

Existe un claro predominio de caudales bajos en las centrales AF, al igual que también lo es su valor medio. Esto corresponde más al tamaño reducido de este tipo de centrales en general, que a sus características de funcionamiento, puesto que suelen aprovecharse más de la cantidad de caudal que de la altura del salto. Lo veremos más claramente cuando hablemos de la potencia instalada.

En el caso de las M nos encontramos una mayor concentración de valores que la que se da en la altura de salto y con el valor medio más bajo, puesto que, como ya hemos observado, se apoyan más en la altura de salto que en el caudal.

Es curioso comprobar en las centrales PP lo que parece ser una distribución en tres rangos de valores. En este caso, el caudal vendrá delimitado por la capacidad del embalse y por el caudal de mantenimiento impuesto.

En las centrales B volvemos a encontrar una amplia variedad en los valores, si bien hay que fijarse en los casos concretos de BP, en donde el caudal no sobrepasa en ninguna de las 5 instalaciones los $270 \text{ m}^3/\text{s}$, cosa lógica si tenemos en cuenta que las de BM cuentan con aportaciones naturales extras, lo que posibilita aumentar el caudal de equipamiento.

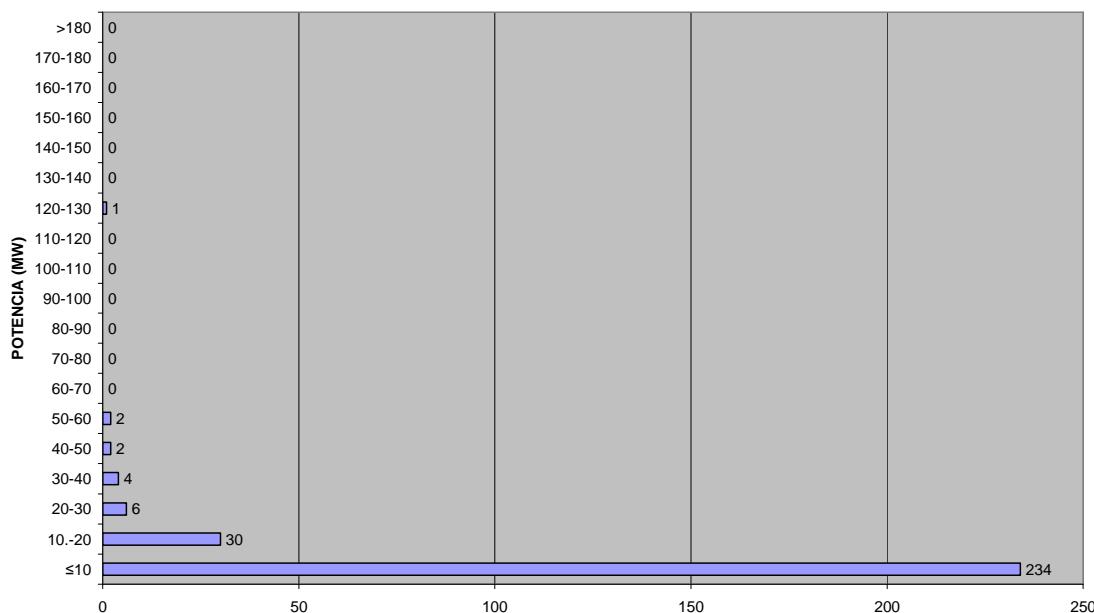


POTENCIA

CENTRALES AF

Valor medio: 5,564 MW

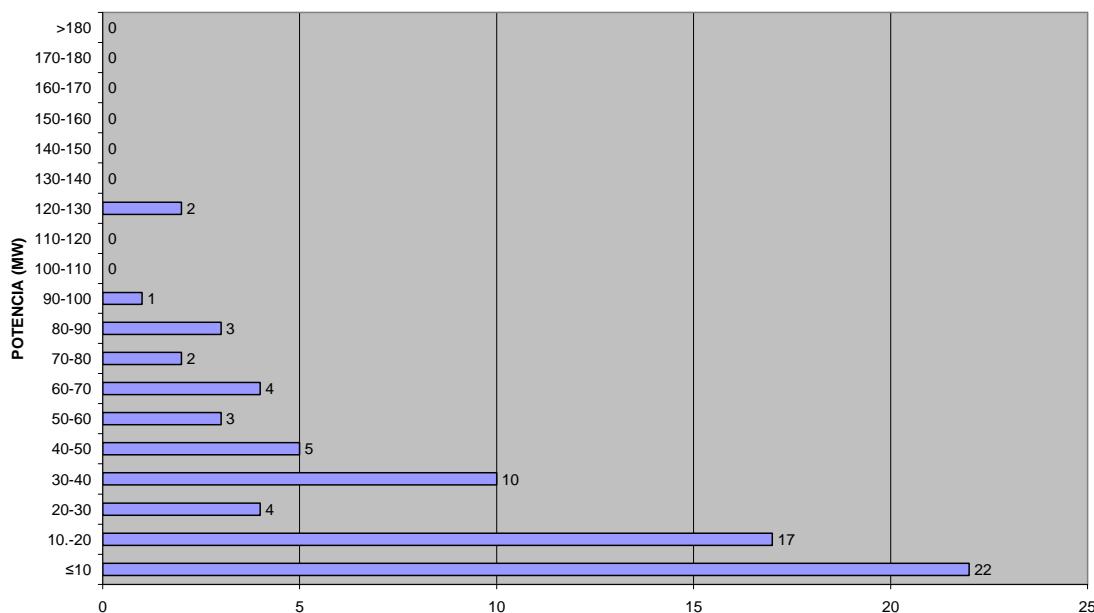
NÚMERO DE CENTRALES AF POR POTENCIA INSTALADA



CENTRALES M

Valor medio: 30,11 MW

NÚMERO DE CENTRALES M POR POTENCIA INSTALADA

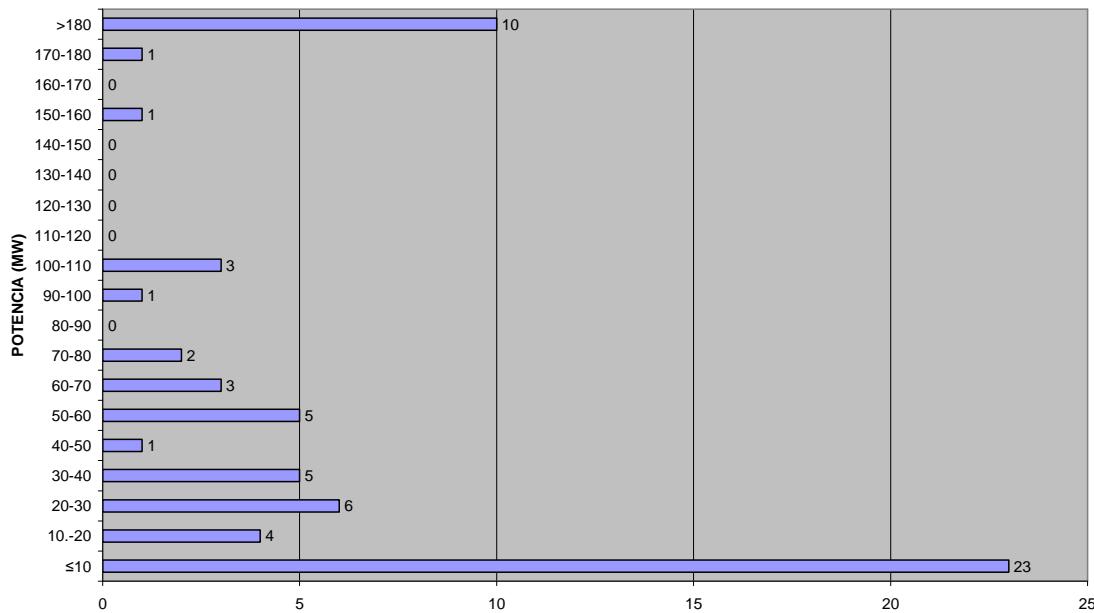




CENTRALES PP

Valor medio: 92,98 MW

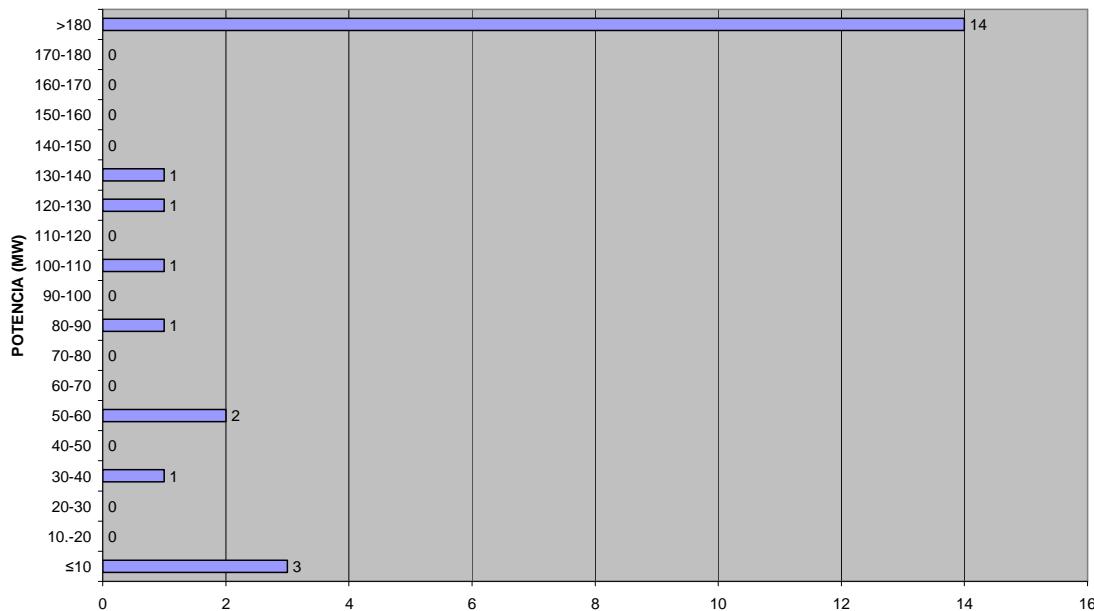
NÚMERO DE CENTRALES PP POR POTENCIA INSTALADA



CENTRALES B

Valor medio: 229,125 MW

NÚMERO DE CENTRALES B POR POTENCIA INSTALADA





COMENTARIOS

Queda claro que, como cabía esperar en el caso de las centrales AF, estamos hablando de instalaciones de potencias pequeñas, inferiores a 50 MW, salvo algún caso aislado, como el de la Central de Cofrentes, en Villa de Ves (Albacete), que se encuentra en la parte baja del río Júcar cercana ya a la desembocadura en el mar, donde el caudal es considerable. Este tipo de centrales es el que más se ajusta al rango de minicentrales hidroeléctricas, ajustándose a los requerimientos de producción en régimen especial marcados por el gobierno español.

En el caso de las centrales M volvemos a toparnos con una gran diversidad, en coherencia con lo que habíamos venido observando anteriormente. Presentan un valor medio de potencia bastante superior a las AF, puesto que obtienen un gran rendimiento con caudales reducidos gracias al aumento del salto.

En las centrales PP nos encontramos con un claro predominio de las potencias hasta 110 MW. Llama la atención el vacío entre los 450 y 800 MW, quizá debido a la dificultad de llevar a cabo obras de esa envergadura por motivos varios, como económicos, técnicos o constructivos. Las dos instalaciones que superan este último tope son las de Aldeadávila I (la primera en producción de España y la segunda de Europa) y José María Oriol (que se nutre del que hasta 1990 era el mayor embalse de España), que son dos casos fuera de lo habitual por su tamaño. En contra de lo que podría parecer, existe una gran cantidad de centrales de pequeño tamaño (hasta 10 MW) en este apartado, lo que rompe la idea generalizada que asocia las centrales a pie de presa únicamente con instalaciones de gran envergadura.

En las centrales B nos encontramos con un amplio abanico con predominio del rango entre 200 y 250 MW. El valor medio nos indica que las potencias deben de ser altas para que las centrales reversibles cumplan a la perfección su función de centrales reguladoras de la oferta y la demanda y del factor de potencia. Sólo tres de las centrales del listado parecen salirse de esta premisa. Dos de ellas, Gobantes (1947) y Urdiceto (1930) corresponden a centrales de antigua construcción, cuando las tecnologías no estaban tan desarrolladas y las variaciones de horas punta y valle no eran tan acentuadas como en la actualidad. El otro caso es el de la Central de San Rafael de Navallana (1991), cuya construcción no se realizó con fines



energéticos, sino para regular el caudal del río Guadalquivir, por lo que su dimensionamiento se adaptó a las posibilidades existentes.

PRODUCCIÓN

CENTRALES AF

- Total producción anual media: 4048,044 GWh/año
- Producción media por central: 14,509 GWh/año
- Relación entre producción y potencia instalada: 2,608 GWh/año por MW de potencia instalada.

CENTRALES M

- Total producción anual media: 5465,425 GWh/año
- Producción media por central: 74,869 GWh/año
- Relación entre producción y potencia instalada: 2,487 GWh/año por MW de potencia instalada.

CENTRALES PP

- Total producción anual media: 10608,389 GWh/año
- Producción media por central: 163,206 GWh/año
- Relación entre producción y potencia instalada: 1,755 GWh/año por MW de potencia instalada.

CENTRALES B

- Total producción anual media: 6317,84 GWh/año, de los cuales
BP: 1269,222 GWh/año
BM: 5048,618 GWh/año
- Producción media por central: 263,243 GWh/año
BP: 253,844 GWh/año
BM: 265,717 GWh/año
- Relación entre producción y potencia instalada: 1,149 GWh/año por MW de potencia instalada
BP: 1,057 GWh/año por MW
BM: 1,175 GWh/año por MW



- Consumo total bombeo: 5117,619 GWh/año, de los cuales
BP: 1836,029 GWh/año
BM: 3281,59 GWh/año
- Producción anual neta (Producción - Consumo bombeo): 1200,222 GWh/año, de los cuales:
BP: **-566,807 GWh/año**
BM: 1767,029 GWh/año
- Producción neta media por central: 50,009 GWh/año
BP: **-113,361 GWh/año**
BM: 93,002 GWh/año
- Relación entre producción neta y potencia instalada: 0,218 GWh/año por MW de potencia instalada
BP: **-0,472 GWh/año por MW**
BM: 0,411 GWh/año por MW



COMENTARIOS

Si atendemos a las producciones totales de cada grupo de centrales por tipos (diagrama 1), podemos sacar varias conclusiones a primera vista:

El mayor porcentaje de la producción total (el 49 %) lo desarrollan las centrales a pie de presa, que suelen ser las instalaciones de mayor envergadura junto con las de bombeo. Si sumamos los porcentajes de todas las centrales con capacidad de regulación (pie de presa, mixtas y bombeo), obtenemos un abrumador porcentaje del 81 %, es decir, que el grueso de la producción lo obtenemos gracias a los caudales almacenados artificialmente. No obstante, el 19 % de la producción que corresponde a las centrales de agua fluyente, es una cifra nada desdeñable, teniendo en cuenta que en su mayoría son centrales de pequeño tamaño que dependen además del caudal existente en cada momento.

La aportación de las centrales de bombeo (el 6 % del total) también es una cifra realmente importante considerando que su función principal no es la productiva. Las aportaciones naturales extra de las centrales de bombeo mixto propician que el saldo total sea positivo, haciendo que sean más versátiles que las de bombeo puro.

PRODUCCIÓN ANUAL POR TIPOS DE CENTRALES

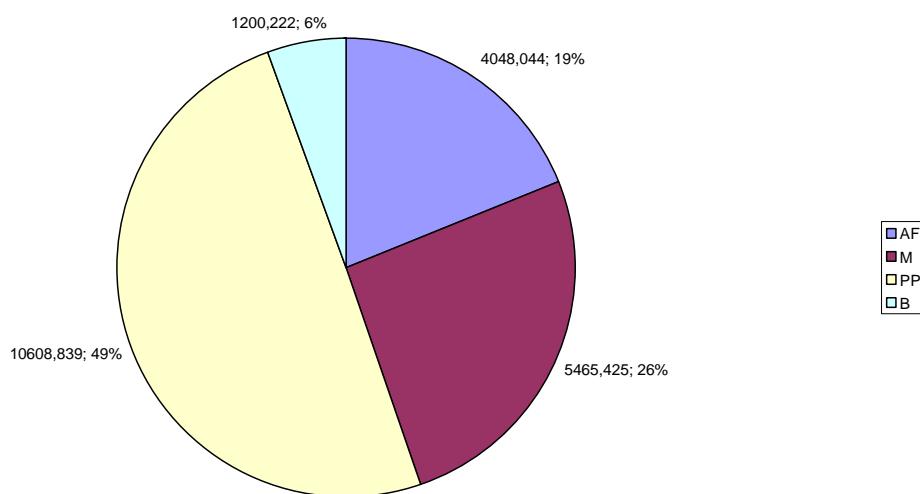
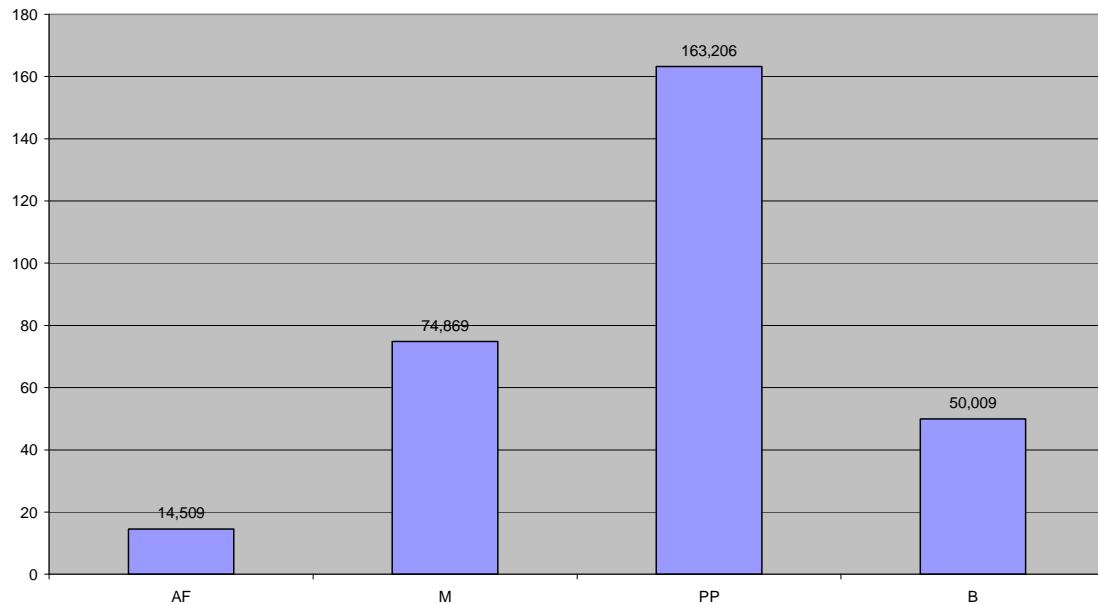


Diagrama 1: Producción por tipo de central con respecto al total.

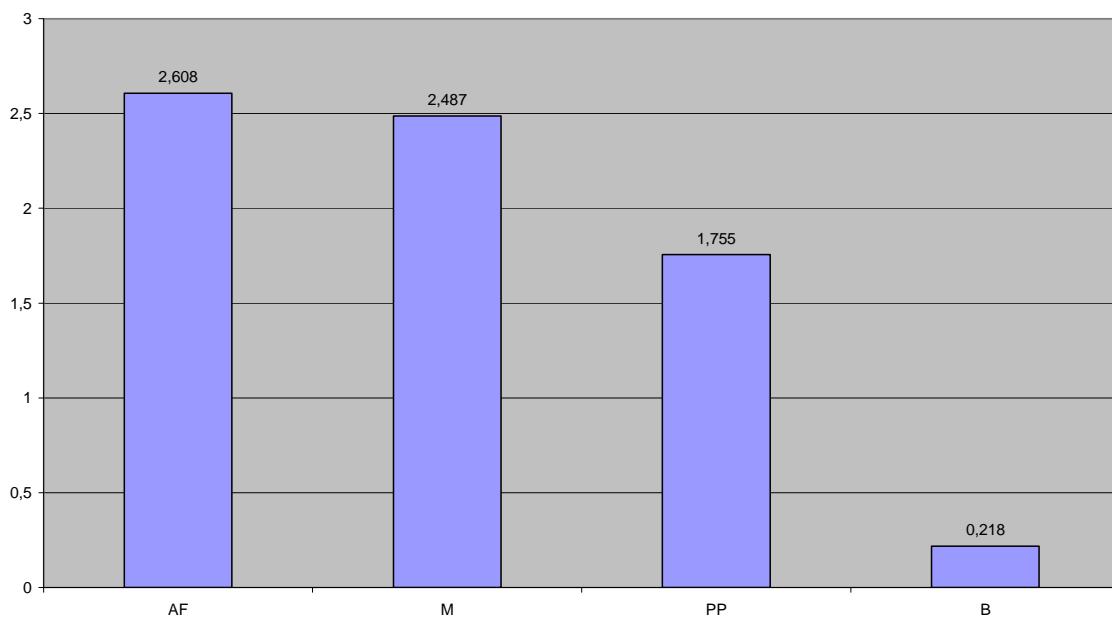


Resulta interesante asimismo observar la representación gráfica de las cantidades de energía generadas por tipo de central y en relación a la potencia instalada (gráficos x.x y x.x), sobretodo si comparamos ambas.

PRODUCCIÓN POR CENTRAL (GWh/año)



PRODUCCIÓN (GWh/año) POR MW DE POTENCIA INSTALADA



Llaman la atención las grandes diferencias que existen entre las producciones dependiendo de que sean referidas a cada instalación o a la potencia total instalada. La primera magnitud nos da más bien una idea de la capacidad productiva de las instalaciones pero sin tener en cuenta el tamaño de las mismas.



Evidentemente, las centrales de agua fluyente son normalmente instalaciones de pequeño tamaño con una capacidad productiva reducida y cuyo destino principal suele ser el abastecimiento a núcleos de población cercanos. Sin embargo, su producción con respecto a la potencia instalada, es de una magnitud que se sitúa por encima de las centrales a pie de presa, lo que ya nos da indicios del buen nivel de rentabilidad que pueden presentar.

En el extremo opuesto se encuentran las centrales a pie de presa, normalmente instalaciones de gran tamaño pensadas para aportar grandes cantidades de energía a la red, principalmente en los momentos de puntas de consumo. Como su cantidad de horas de funcionamiento suele estar regulada, esto limita su producción, lo que se observa claramente en el segundo gráfico.

Las centrales mixtas, por su parte, como ya hemos ido viendo anteriormente, presentan un amplio abanico de diseños y tamaños. En cuanto a productividad, son las más eficientes, debido a que combinan la capacidad de regulación con un mejor aprovechamiento del caudal mediante el aumento de la altura del salto.

A pesar de que ya hemos reiterado varias veces que la función principal de las centrales de bombeo no es la productiva en sí, lo cierto es que es importante apuntar el dato de que el saldo neto sea positivo, lo cual es significativo teniendo en cuenta que a pesar de todas las pérdidas que se producen debidas a los rendimientos de las máquinas, estas son compensadas con creces gracias a las aportaciones adicionales que se dan en las centrales de bombeo mixto. Este dato indica la gran importancia que tiene este subtipo de centrales por la flexibilidad que le dan al sistema. Aparte de todas las consideraciones hechas, lo cierto es que las centrales de bombeo, cuando se encuentran funcionando en su modalidad de central productora, van a presentar las mismas buenas cualidades que las centrales mixtas.



TURBINAS

Existen gran cantidad de esquemas publicados en los que se muestran los rangos de aplicación de cada tipo de turbina atendiendo al caudal aprovechable y el salto disponible basados en criterios teóricos de funcionamiento. Como muestra se expone uno de ellos a continuación:

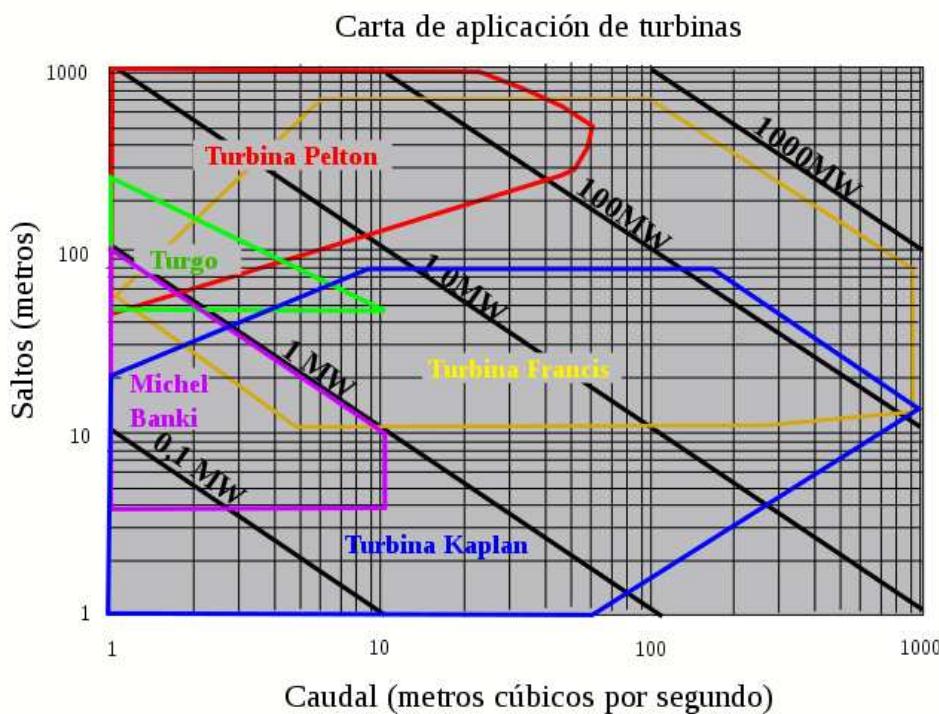


Ilustración 7: Aplicación de los distintos tipos de turbinas.

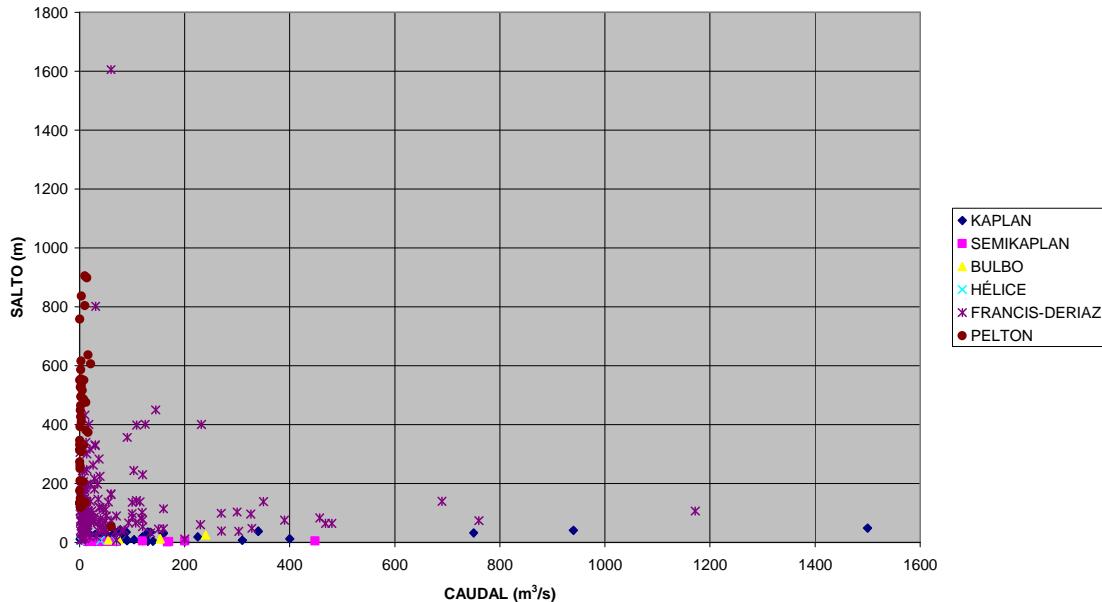
Fuente: Wikipedia.

Este tipo de esquemas pueden ser de utilidad para llegar a una orientación inicial a la hora de elegir el tipo más idóneo a utilizar en una nueva instalación, pero lo cierto es que en la práctica nos encontraremos muy a menudo en circunstancias en las cuales los valores se encuentran en zonas de aplicación de varios tipos de turbinas que se solapan o incluso fuera de los límites representados, por lo que cuando llegue el momento, tendremos que llevar a cabo un estudio específico de la situación.



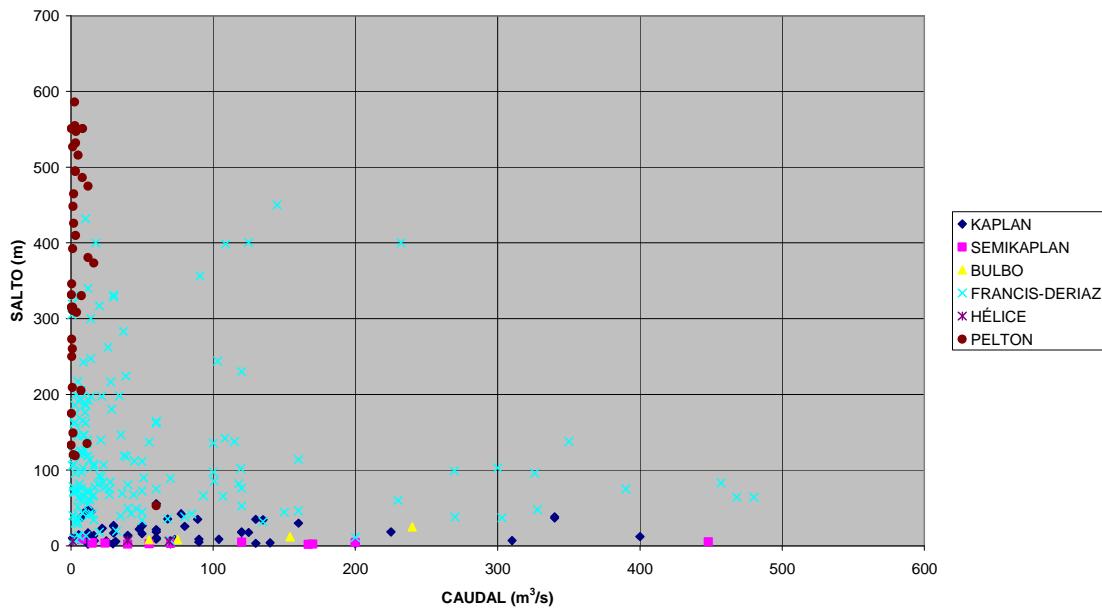
Ya que nosotros disponemos de un importante listado de centrales, vamos a mostrar una representación real de los puntos de aplicación de las turbinas de todas las instalaciones de las que se conoce este dato.

PUNTOS FUNCIONAMIENTO TURBINAS



Para tener una imagen más nítida, podemos realizar un zoom, eliminando los puntos que excedan de los valores de 600 m de salto y 500 m^3/s de caudal:

PUNTOS DE FUNCIONAMIENTO TURBINAS



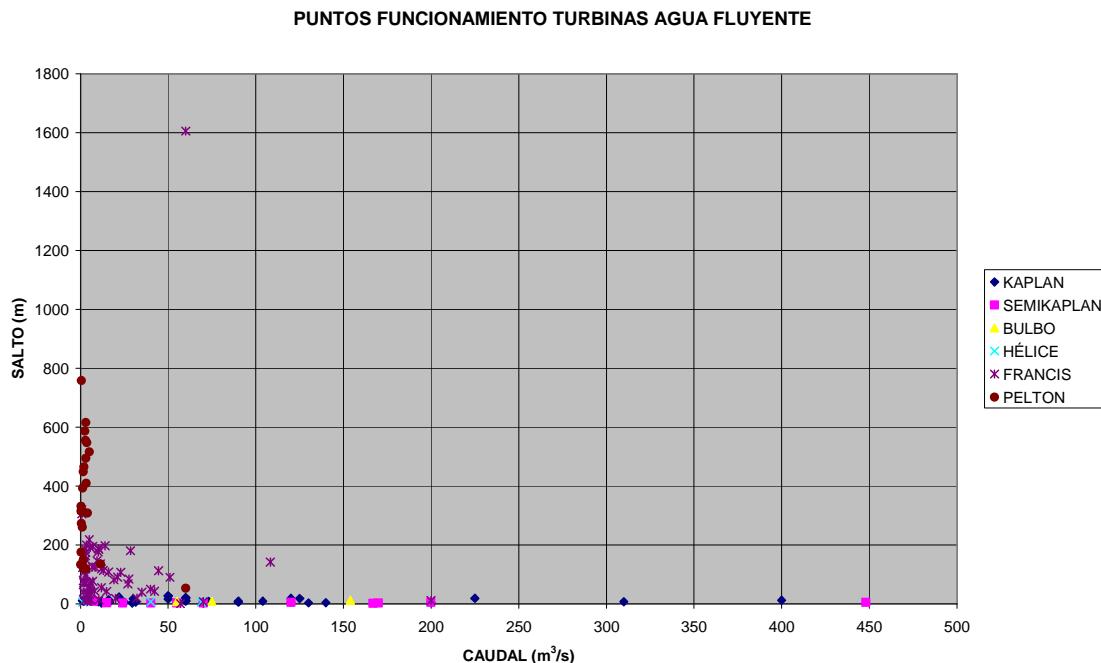


Podemos observar varios datos interesantes:

- Las turbinas Kaplan se emplean en saltos reducidos y un amplio intervalo de caudales.
- Las Semikaplan actúan en un rango mucho más reducido que las anteriores, sobretodo en cuanto a altura de salto.
- Las turbinas bulbo, que no son sino una disposición especial de las Kaplan, también muestran un espectro de aplicación algo menor.
- Las turbinas Francis muestran un amplísimo ámbito de aplicación, incluso en zonas que parecen monopolizadas por otros tipos de turbinas.
- Las turbinas de Hélice no son demasiado utilizadas, ya que son un tipo intermedio entre las Francis y las Kaplan y lo habitual es usar alguna de estas dos. Su zona de aplicación se encuentra más bien dentro de las Kaplan.
- Por último, las turbinas Pelton están claramente dedicadas a los grandes saltos con pequeño caudal.

A continuación, veremos las gráficas de aplicación para cada tipo de centrales:

CENTRALES AF

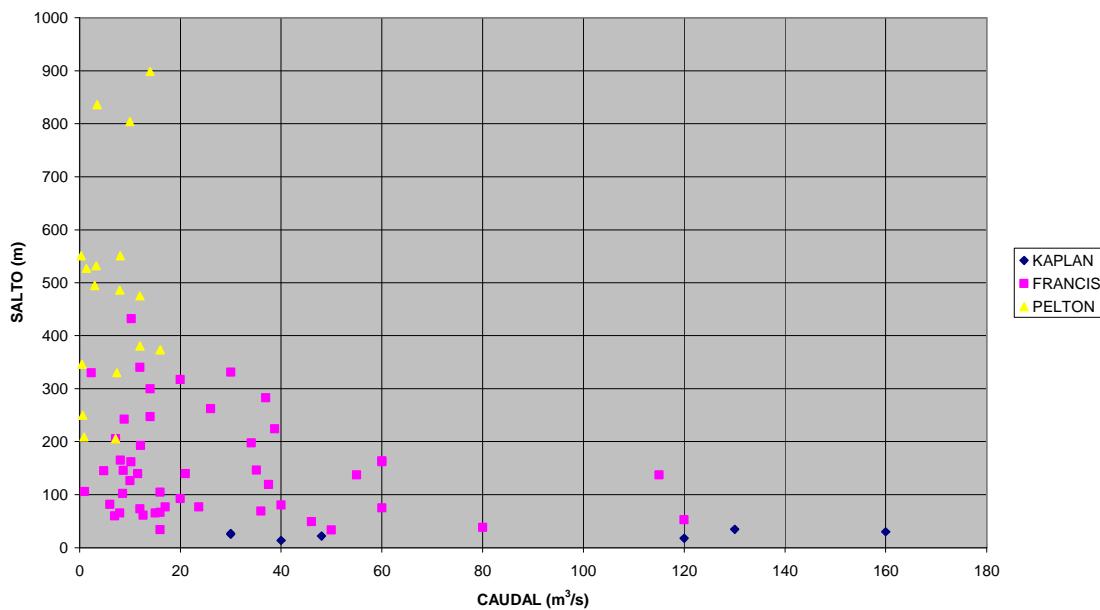




Es en este grupo donde se da la más amplia diversidad de turbinas, debido a la gran variedad de saltos y caudales que existen.

CENTRALES M

PUNTOS FUNCIONAMIENTO TURBINAS MIXTAS

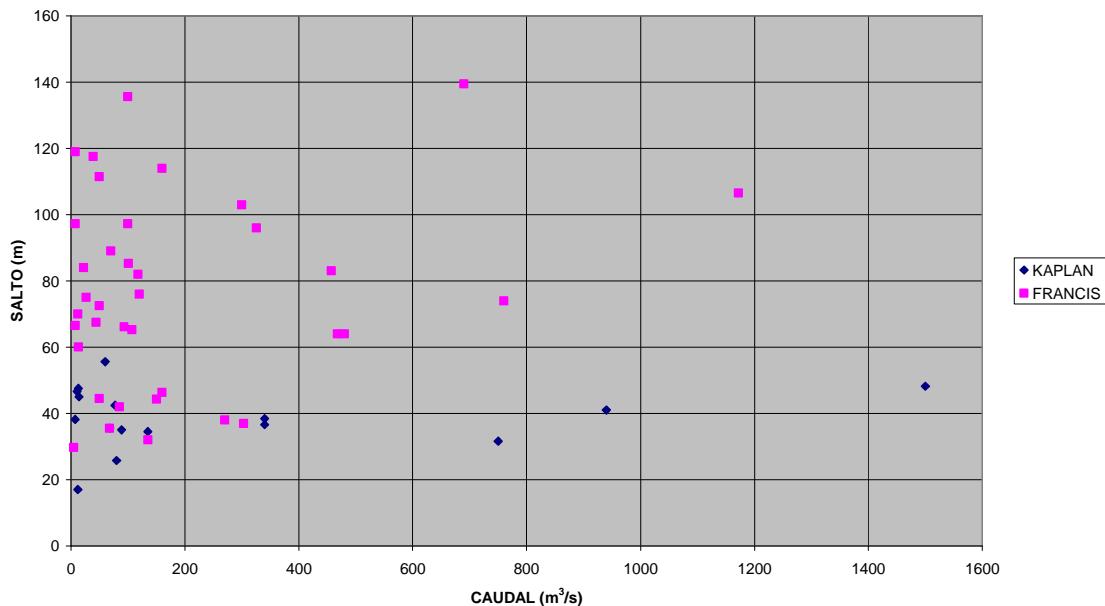


En las centrales encuadradas en este apartado también existe una gran variación de sus características y de ahí la coexistencia de los tres tipos principales de turbinas: Kaplan, Francis y Pelton.



CENTRALES PP

PUNTOS FUNCIONAMIENTO TURBINAS PIE DE PRESA

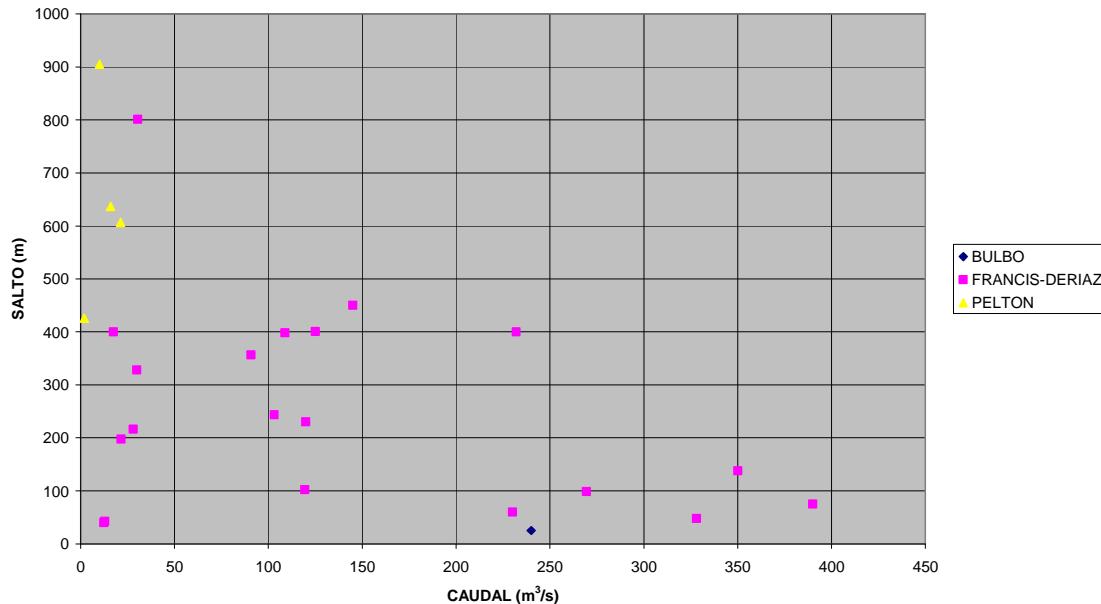


Aquí la horquilla empieza a ser más reducida, debido a que las centrales a pie de presa suelen tener unas características más delimitadas, ya que no sólo suelen disponer de caudales altos, sino que la altura de salto rara vez supera la altura de la presa. Vemos como se utilizan las Kaplan hasta casi los 60 m de altura, a partir de los cuales se utilizan únicamente las Francis. En esa zona hasta los 60 m y los 400 m³/s, existe un solape entre ambas, donde la aplicación de una u otra dependerá de las particularidades de cada caso.



CENTRALES B

PUNTOS FUNCIONAMIENTO CENTRALES BOMBEO



Teóricamente, parece que la turbina ideal para una central de bombeo debería ser la Pelton, pero nuevamente observamos el gran recorrido que presentan las turbinas tipo Francis. Además, existe un subtipo especial de estas últimas que se denomina Deriaz y que viene a ser una Francis con posibilidad de bombeo, es decir, reversible, lo que supone una aplicación idónea para este tipo de centrales. Sorprende la existencia de los grupos Bulbo en la central de Guijo de Granadilla, un caso especial por su reducida altura de salto (25 m), que unida al gran caudal turbinable ($240 \text{ m}^3/\text{s}$), hacen aconsejable la aplicación de una turbina de reacción.





CAPÍTULO 5º: ASPECTOS ECONÓMICOS

5.1-INTRODUCCIÓN

Aparte de la dificultad de llevar a cabo una comparativa de costes entre los distintos tipos de centrales que estamos analizando a lo largo de todo este estudio, lo cierto es que tampoco nos aportaría ningún dato excesivamente relevante, puesto que a la hora de acometer un proyecto, como ya hemos explicado en párrafos anteriores, el tipo de central va a venir definido por las características propias del emplazamiento, esto es, la orografía (que determinará en gran medida la altura del salto) y el caudal disponible. Además de estas dos características principales, también nos van a influir en el coste otros factores como la distancia a la red a la que tendremos que realizar la acometida, la accesibilidad para la maquinaria a la hora de llevar a cabo las obras de edificación o la tensión de salida (que repercutirá en el coste del equipo eléctrico).

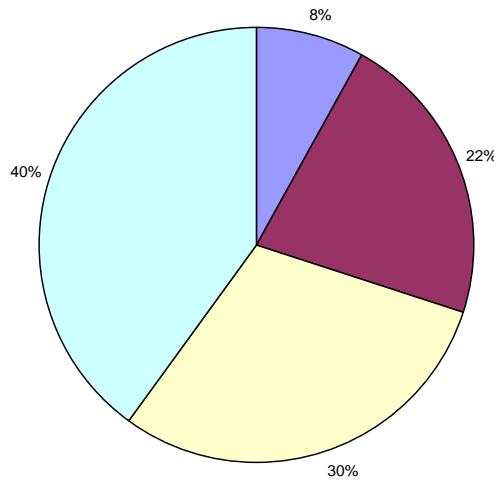
En el momento de llevar a cabo el estudio económico y de viabilidad, lo que se habrá de concretar es la potencia óptima de la instalación y el tipo de turbina ideal para rentabilizar la misma, así como su número.

No obstante, existen algunos estudios que nos darán una orientación inicial a la hora de analizar la viabilidad económica de una nueva instalación, entre ellos el incluido en el PER (Plan de Energías Renovables) 2005-2010, realizado por el IDEA (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía), al que vamos a recurrir para obtener unas pinceladas sobre el tema que nos atañe.

En primer lugar, el PER nos ofrece una distribución porcentual de las inversiones a realizar en la construcción de una minicentral hidroeléctrica.



DISTRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN EN UNA MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA



[■ INGENIERÍA Y DIRECCIÓN DE OBRA ■ EQUIPOS ELÉCTRICOS, REGULACIÓN, CONTROL Y LÍNEA □ GRUPO TURBOGENERADOR □ OBRA CIVIL]

Hay que tener en cuenta que los datos son muy generales debido a que el término *minicentral* ya de por sí acota mucho las características de la instalación. Además, resulta obvio que habrá cantidades que variarán mucho dependiendo del tipo de central, sobretodo en el apartado de obra civil. Por poner un ejemplo claro, no es lo mismo construir una central de agua fluyente de 4 MW de potencia donde el grueso de la obra resida en un azud y las correspondientes conducciones y que funcione con una turbina Kaplan, que una central reversible de 400 MW donde tengamos que construir dos lagos artificiales, conducciones, tuberías forzadas... y que disponga de 4 turbinas Francis con sus correspondientes grupos motor-generador.

El coste inicial de construcción es el desembolso mayor, pero también hay que tener en cuenta los costes de explotación que se generarán anualmente por las labores lógicas necesarias como el mantenimiento, las reparaciones, la administración y otros gastos como el pago de tributos o la contratación de los seguros de propiedad o de responsabilidad civil.

El PER nos muestra a continuación una tabla para los casos tipo de central de agua fluyente de 5 MW y central a pie de presa de 20 MW.



	CENTRAL FLUYENTE	CENTRAL PIE DE PRESA
Potencia instalada	5.000 kW	20.000 kW
Ratio medio inversión	1.500 €/kW	700 €/kW
Horas equivalentes	3.100	2.000
Energía producida	15.500 MWh/año	40.000 MWh/año
Vida útil	25 años	25 años
Precio venta energía	90% TMR (1º 25 años) 80% TMR (resto)	90% TMR (1º 15 años) 80% TMR (resto)
Coste de mantenimiento	225.000 €/año 0,014516 €/kWh	280.000 €/año 0,007 €/kWh
Canon hidráulico	X	0,014 €/kWh

En la publicación *Minicentrales hidroeléctricas* editada también por el IDEA en 2006 se muestra la misma tabla con la diferencia de que la energía producida en el caso de central fluyente se estima en 15000 MWh/año y para el precio de venta de energía se considera el real en euros en el momento de la publicación (TMR=7,65 €).

Seguidamente, se nos muestra una estimación del coste medio de generación por kWh para los rangos de potencia de hasta 10 MW y de 10 a 50 MW.

	Central hidroeléctrica menor de 10 MW	Central hidroeléctrica entre 10 y 50 MW
Coste de Generación (cent € / kWh)	4,5 -- 6,1	4,1 -- 5,6

Notas de cálculo:

- Para C.H. menores de 10 MW se ha considerado un ratio de 1.500 €/kW (evolucionando al 1,4% anual hasta el 2010) y un abanico entre 3.500 y 2.600 horas netas de funcionamiento equivalente.
- Para C.H. entre 10 y 50 MW se ha considerado un ratio de 700 €/kW (evolucionando al 1,4% anual hasta el 2010) y un abanico entre 2.500 y 1.800 horas netas de funcionamiento equivalente.

Teniendo siempre en cuenta las limitaciones de este tipo de estimaciones al generalizar cuando ya hemos comentado que cada instalación tiene sus características propias a estudiar, lo cierto es que nos pueden venir bien para una primera toma de contacto particularizando, claro está, los parámetros al problema concreto que nos atañe.

Más útiles todavía nos resultarán las indicaciones que se nos dan en la publicación *Minicentrales hidroeléctricas* citada anteriormente para analizar la rentabilidad de la futura explotación, mediante el cálculo de los siguientes parámetros:



Período de retorno simple (tiempo que se tarda en recuperar la inversión)

$$P.R. = \frac{\text{Inversión} (\text{€})}{(\text{Ingresos} - \text{Gastos}) \text{ anuales} (\text{€/año})}$$

Índice de energía (coste por kWh generado)

$$I.E. = \frac{\text{Inversión} (\text{€})}{\text{Energía producida} (\text{kWh/año})}$$

Índice de potencia (coste por kW de potencia instalada)

$$I.P. = \frac{\text{Inversión} (\text{€})}{\text{Potencia instalada} (\text{kW})}$$

Una vez realizados los cálculos, los límites que se fijan para saber si la ejecución resulta rentable son los siguientes:

Período de retorno: 8-12 años

Índice de energía: 0,4-0,7 €/kWh

Índice de potencia: 1500-2000 €/kW

5.2-CASOS TIPO PER

Como conclusión, el PER ilustra la cuestión económica mediante el análisis de tres casos tipo por rango de potencias (menos de 10 MW, entre 10 y 25 MW, entre 25 y 50 MW), que si bien ofrece unos planteamientos muy concretos y limitados, sí que sirve para dar una imagen aproximada de la perspectiva actual y del futuro a corto plazo para ayudar a decidir si los proyectos deben de llevarse a cabo o no.

Las exposiciones de los casos muestran unas directrices básicas de balances de ingresos y gastos teniendo en cuenta aspectos como la inversión inicial, gastos e ingresos anuales, vida útil, evolución de los precios de la electricidad, subvenciones o vías de financiación.

A continuación se reproducen los tres casos tal y como se exponen en el PER.



AREA TECNOLÓGICA:	HIDRÁULICA
APLICACIÓN:	Minihidráulica (potencia inferior a 10 MW)

Es una tecnología suficientemente desarrollada e implantada cuya rentabilidad económica se asegura con tan solo mantener la política actual de primas a la producción eléctrica.

OBJETIVOS ENERGÉTICOS:

- POTENCIA: 450 MW
- GENERACIÓN ELÉCTRICA: 1.271 GWh/año
- ENERGÍA PRIMARIA EQUIVALENTE: 109.306 tep/año

PROYECTO TIPO E HIPÓTESIS DE EVOLUCIÓN:

Se ha considerado un proyecto de nueva construcción de minicentral hidroeléctrica fluyente de mediana potencia.

- Potencia: 5.000 kW
- Ratio de inversión: 1.500 €/kW (evolución con IPC)
- Período de ejecución: 1,5 años
- Horas de funcionamiento equivalente: 3.100 horas/año
- Vida útil: 25 años
- Gastos operación y mantenimiento: 1,45 cent€/kWh
- Tarifa Media o de referencia TMR (2005): 7,3304 cent€/kWh (evolución con índice de precios energéticos).
- Precio de Venta:
 - Facturación con tarifa regulada
 - Año 1º-25º: 90% TMR
 - Resto: 80% TMR

DISTRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN PRECISA:

- Promotor: 20% de la inversión.
- Financiación ajena: 80% de la inversión.
- Subvención: No precisa.

APOYOS A LA EXPLOTACIÓN:

- Prima sobre el precio de mercado: Mantenimiento de situación actual (40% TMR)
- Subvención al tipo de interés: No precisa.

INCENTIVOS FISCALES:

No se contemplan

FORMAS DE FINANCIACIÓN APLICABLES:

Project Finance, Fondo de Inversión y Bonos Garantizados.

**AREA TECNOLÓGICA:****HIDRÁULICA****APLICACIÓN:****Centrales hidroeléctricas de potencia entre 10 y****25 MW**

Es una tecnología suficientemente desarrollada e implantada cuya rentabilidad económica se asegura con tan solo mantener la política actual de primas a la producción eléctrica.

OBJETIVOS ENERGÉTICOS:

- POTENCIA: 257 MW
- GENERACIÓN ELÉCTRICA: 481 GWh/año
- ENERGÍA PRIMARIA EQUIVALENTE: 41.349tep/año

PROYECTO TIPO E HIPÓTESIS DE EVOLUCIÓN:

Se ha considerado un proyecto de nueva construcción de central hidroeléctrica de pie de presa con capacidad de regulación y pocas horas de funcionamiento.

- Potencia: 20.000 kW
- Ratio de inversión: 700 €/kW (evolución con IPC)
- Período de ejecución: 2 años
- Horas de funcionamiento equivalente: 2.000 horas/año
- Vida útil: 25 años
- Canon hidráulico: 1,4 cent€/kWh
- Gastos operación y mantenimiento: 0,7 cent€/kWh
- Tarifa Media o de referencia TMR (2005): 7,3304 cent€/kWh (evolución con índice de precios energéticos).
- Precio de Venta:
 - Facturación con tarifa regulada
 - Año 1º-15º: 90% TMR
 - Resto: 80% TMR

DISTRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN PRECISA:

- Promotor: 20% de la inversión.
- Financiación ajena: 80% de la inversión.
- Subvención: No precisa.

APOYOS A LA EXPLOTACIÓN:

- Prima sobre el precio de mercado: Mantenimiento de situación actual (40% TMR)
- Subvención al tipo de interés: No precisa.

INCENTIVOS FISCALES:

No se contemplan

FORMAS DE FINANCIACIÓN APLICABLES:

Project Finance, Fondo de Inversión y Bonos Garantizados.

**AREA TECNOLÓGICA: HIDRÁULICA****APLICACIÓN:** Centrales hidroeléctricas de potencia entre 25 y 50 MW

Es una tecnología suficientemente desarrollada e implantada cuya rentabilidad económica se asegura con tan solo mantener la política actual de primas a la producción eléctrica.

OBJETIVOS ENERGÉTICOS:

- POTENCIA: 103 MW
- GENERACIÓN ELÉCTRICA: 206 GWh/año
- ENERGÍA PRIMARIA EQUIVALENTE: 17.716tep/año

PROYECTO TIPO E HIPÓTESIS DE EVOLUCIÓN:

Se ha considerado un proyecto de nueva construcción de central hidroeléctrica de pie de presa con capacidad de regulación y pocas horas de funcionamiento.

- Potencia: 35.000 kW
- Ratio de inversión: 601 €/kW (evolución con IPC)
- Período de ejecución: 2,5 años
- Horas de funcionamiento equivalente: 2.000 horas/año
- Vida útil: 25 años
- Canon hidráulico: 1.4 cent€/kWh
- Gastos operación y mantenimiento: 0,6 cent€/kWh
- Tarifa Media o de referencia TMR (2005): 7,3304 cent€/kWh (evolución con índice de precios energéticos).
- Precio de Venta: Facturación con tarifa regulada 80% TMR

DISTRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN PRECISA:

- Promotor: 20% de la inversión.
- Financiación ajena: 80% de la inversión.
- Subvención: No precisa.

APOYOS A LA EXPLOTACIÓN:

- Prima sobre el precio de mercado: Mantenimiento de situación actual (30% TMR)
- Subvención al tipo de interés: No precisa.

INCENTIVOS FISCALES:

No se contemplan

FORMAS DE FINANCIACIÓN APLICABLES:

Project Finance, Fondo de Inversión y Bonos Garantizados.



5.3-CASO REAL: PROYECTO DE MINICENTRAL HIDRÁULICA

A continuación se procederá a analizar el caso concreto de una central hidroeléctrica que se encuentra en funcionamiento en la actualidad y de la cual disponemos de los datos del proyecto inicial, realizado en la década de los 90.

Con objeto de evitar un uso fraudulento de los datos, se han omitido tanto el nombre de la central como la ubicación y el propietario.

Los datos técnicos de la central son los siguientes:

Tipo de central: Agua fluyente

Potencia instalada: 4,05 MW

Producción anual: 16 GWh/año

Turbinas: 1 tipo Kaplan

Los datos económicos del presupuesto se detallan en la siguiente tabla (valores en pesetas):

OBRA CIVIL	299.892.195
OBRAS DE TOMA	17.364.619
TUBERÍA DE CONDUCCIÓN	30.687.840
NAVE Y PARQUE DE TRANSFORMACIÓN	50.604.104
CUENCO AMORTIGUADOR	22.500.913
COLECTOR	166.553.923
REPOSICIÓN CAMINO OBRA DE TOMA	320.393
PUENTE	11.860.403
EQUIPO HIDRÁULICO	94.277.022
VÁLVULA DE MARIPOSA	3.500.000
CAUDALÍMETRO	4.853.482
VÁLVULA HOWELL-BUNGER	16.000.000
ATAGUÍA	3.182.000
TURBINA KAPLAN	59.882.000
CHAPA ELEMENTOS AUXILIARES DE LA CONDUCCIÓN	4.859.540
BOMBAS (2)	2.000.000
EQUIPO ELÉCTRICO	75.065.000



GENERADOR SÍNCRONO 3.51 Kw, 333 r.p.m.	48.968.000
CABINA DE MEDIDA EN BARRAS	617.000
CABINA DE POSICIÓN DEL TRANSFORMADOR	2.324.000
CABINA DE MANIOBRA DEL TRANSFORMADOR	756.000
CABINA DE POSICIÓN DE MANIOBRA DEL GENERADOR	2.387.000
CABINA DE MEDIDA DEL GENERADOR	1.264.000
CABINA DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA DEL GENERADOR	1.237.000
CABINA TRANSFORMADOR EQUIPOS AUXILIARES	249.000
TRAFO SERVICIOS AUXILIARES	800.000
TRAFO DE POTENCIA 4000 kVA 66/6 kV	16.463.000
PARQUE EXTERIOR	7.632.000
SECCIONADOR DE LÍNEA	877.000
INTERRUPTOR DE LÍNEA	2.480.000
AUTOVÁLVULAS (3)	675.000
EQUIPO DE MEDIDA Y PROTECCIÓN DE LÍNEA	3.600.000
EQUIPO DE PROTECCIÓN	18.418.000
SISTEMA DE MANDO Y PROTECCIÓN	14.149.000
EQUIPO CARGADOR DE BATERÍAS	2.174.000
CIRCUITO DE FUERZA E ILUMINACIÓN	2.095.000
RED DE TIERRAS	921.000
LÍNEA DE INTERCONEXIÓN 1 km	4.911.000
EQIPOS CONTRA INCENDIOS	1.122.000
TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL	502.238.217
11,00 % GASTOS GENERALES	55.246.204
6,00 % BENEFICIO INDUSTRIAL	30.134.293
EJECUCIÓN DEL ESTUDIO DE SEGURIDAD E HIGIENE	2.882.254
TOTAL PRESUPUESTO	590.500.968



En primer lugar, analizaremos los porcentajes de las partidas para ver si coinciden con lo apuntado en el PER.

Obra civil → $299.892.195 - 50.604.104 = 249.288.091$ Ptas. → 42,22 %

Grupo turbogenerador →

$94.277.022 + 48.968.000 + 1.264.000 + 1.264.000 = 145.773.022$ Ptas. → 24,69 %

Equipos eléctricos, regulación, control y línea →

$617.000 + 2.324.000 + 756.000 + 2.387.000 + 249.000 + 800.000 + 16.463.000$

$+ 50.604.104 + 7.632.000 + 18.418.000 + 921.000 + 4.911.000 + 1.122.000$

= $107.204.104$ Ptas. → 18,15 %

Los gastos de Ingeniería y Dirección de Obra no vienen especificados por separado, pero se supone que estarán incluidos en los gastos generales. Por lo demás, se puede decir que las cifras se aproximan bastante a lo especificado en el PER.

Vamos a analizar ahora la rentabilidad del proyecto. Para los gastos anuales tomaremos los dos valores límite (4,5 y 6,1 cents. €/kWh) para obtener los dos valores extremos:

$$P.R._{max} = (590.500.968 / 166,386) / [(0,0689 - 0,061) * 16.000.000] = 28 \text{ años}$$

$$P.R._{min} = (590.500.968 / 166,386) / [(0,0689 - 0,045) * 16.000.000] = 9 \text{ años}$$

Recomendaciones PER: 8-12 años

$$I.E. = (590.500.968 / 166,386) / 16.000.000 = 22,18 \text{ cents. €/kWh}$$

Recomendaciones PER: 40-70 cents. €/kWh

$$I.P. = (590.500.968 / 166,386) / 4.050 = 876,29 \text{ €/kW}$$

Recomendaciones PER: 1.500-2.000 €/kW

Parece que, exceptuando el período de retorno simple que nos resulta de aplicar el gasto máximo, el resto de los parámetros nos indicarían que la inversión es rentable, incluso con valores por debajo de los recomendados, por lo tanto el proyecto era económicamente viable.



CAPÍTULO 6º: CONCLUSIONES Y PERSPECTIVAS FUTURAS.

6.1-CONCLUSIONES DERIVADAS DEL ESTUDIO.

Con los datos obtenidos hasta ahora en el presente estudio, podemos sacar una serie de conclusiones que vamos a exponer a continuación y que nos darán una idea del funcionamiento del sistema hidroeléctrico y de su relación con el resto del sistema de producción eléctrica.

En primer lugar, queda claro que cada tipo de central, además de tener unas características propias más o menos definidas en cuanto a constitución, parámetros fundamentales y producción eléctrica, tiene su propia función en el puzzle que supone un sistema hidroeléctrico. Como ya explicamos en el capítulo 2º, la importancia de cada conjunto de centrales no reside solamente en la capacidad de producción, sino también en el equilibrio que aporta al sistema productivo en el momento de ajuste a la oferta y demanda y la mejora del factor de potencia.

Pasemos a analizar las ventajas e inconvenientes que tiene cada tipo de instalación. Como ya hemos visto, las centrales de agua fluyente nos ofrecen una buena opción en cuanto a inversión económica, puesto que se manejan unos costes contenidos con respecto a los rendimientos obtenidos. Esto hace posible la incursión en este mercado de pequeñas empresas (en comparación con las grandes productoras) dedicadas a la construcción y explotación, sobretodo de centrales de pequeñas potencias. Un buen aspecto a considerar en estos casos será la ampliación de la altura de salto, siempre que la orografía del terreno lo haga posible y el aumento de los costes lleve consigo un aumento proporcional de los beneficios. Este aumento de la altura del salto vemos que se aplica con muy buenos resultados en las centrales de tipo mixtas, donde se conjuga esta ventaja con la capacidad de regulación que ofrece el embalse. Es por esta razón que está tan extendido este tipo de centrales sobretodo en las zonas montañosas, donde el terreno nos permite un gran aumento de la altura mediante la instalación de tuberías forzadas. Las centrales a pie de presa, que suelen ser las de mayor tamaño en cuanto a potencia instalada, tuvieron una gran proliferación durante la segunda mitad del siglo pasado y su



principal desventaja en la actualidad es la limitación impuesta por los llamados caudales de mantenimiento, que pueden perjudicar a la optimización de la producción. Estas grandes centrales suponen, junto con las de bombeo, las de mayor influencia en las correcciones de oferta y demanda y factor de potencia, necesarias en las horas punta y valle, por lo que su ubicación cerca de grandes centros de producción (térmica o nuclear) sería la idónea. Por lo que respecta a las centrales de bombeo, ya hemos hablado con detenimiento de las que son realmente sus funciones principales en el sistema de la red eléctrica y la gran importancia que tienen en el equilibrio de este último. Claro está que su construcción será siempre llevada a cabo por grandes empresas productoras de energía, pues son las que necesitan de este equilibrio para optimizar sus instalaciones y por tanto, las que sacan verdaderos beneficios de estas inversiones, que, por otra parte, llevan consigo unos altos costes constructivos.

Por último, es interesante hacer un pequeño apunte sobre los tipos de turbina. Ya habíamos hablado en la presentación teórica del estudio sobre el amplio rango de aplicación de la turbina Francis, pero una vez llevado a cabo el estudio estadístico, es cuando tomamos verdadera conciencia de la gran versatilidad de estas máquinas, que se adaptan a una enorme disparidad de alturas de salto y caudales y también a las variaciones de los mismos. Estas ventajas, unidas a su simplicidad y bajo coste, hacen que sea un tipo de turbina a considerar siempre para su instalación en todo tipo de centrales.

6.2-SITUACIÓN ACTUAL.

La coyuntura actual muestra una apuesta decidida de los gobiernos e instituciones públicas por el incremento de la producción de las energías renovables y prueba de ello es el gran auge que han experimentado en los últimos años tecnologías como la biomasa o la solar, pero por encima de todas, la eólica. En el PER (Plan de Energías Renovables 2005-2010), ya se establecían los objetivos para ese período en cuanto a incremento de producción y potencia instalada, pero ¿se han cumplido en cuanto a la energía hidroeléctrica? En dicho documento se proyectaba un incremento de 450 MW en el rango de potencias hasta 10 MW, llegando en el año 2010 hasta 2.199 MW de potencia instalada. En el rango entre 10



y 50 MW el incremento se fijaba en 360 MW para llegar a los 3.257 MW. Pues bien, según denunciaba la APPA (Asociación de Productores de Energías Renovables), en 2010 se iba a alcanzar menos del 60% de los objetivos propuestos para este sector. Los datos publicados por REE en su informe de 2010 reflejan una potencia total instalada de energía hidráulica de 19.552 MW, de los que 1.991 MW son pertenecientes al régimen especial (hasta 50 MW según el R.D. 661/2007, de 25 de mayo). Si tenemos en cuenta que, según el informe *La energía en España 2004* publicado por la propio REE la potencia instalada en 2004 era de 17.904 MW, correspondiendo 1.380 MW al régimen especial, observamos que el incremento fue de 611 MW, que no son unas cifras tan desalentadoras como anunciaban en APPA, pero se quedan en algo más del 75 %.

Gran parte de la culpa de esta situación se debe a las trabas, sobretodo de tipo administrativo, que ya se analizaban en el propio PER (ANEXO V) y a parte de las cuales se intenta poner remedio en el nuevo PANER (Plan Nacional de Energías Renovables de España) 2011-2020. Habrá que esperar resultados.

Medidas específicas en el sector hidroeléctrico

Denominación y referencia de la medida	Tipo de medida (*)	Resultado esperado (**)	Grupo y/o actividad a la que se destina (***)	Existente o en proyecto	Fechas de inicio y final de la medida
1. Promover el aprovechamiento hidroeléctrico de los recursos e infraestructuras hidráulicas existentes, de forma compatible con la preservación de los valores ambientales y acordes con la planificación hidrológica y energética	Reglamentaria	Aumentar la capacidad hidroeléctrica instalada	Administraciones públicas	Existente	2010-2020
2. Incentivar la rehabilitación, modernización y/o sustitución de instalaciones y equipos en Centrales Hidroeléctricas de potencia igual o inferior a 10 MW, con objeto de mantener y/o aumentar la capacidad de producción en instalaciones que se encuentren cerca del final de su vida útil	Reglamentaria - Financiera	Mantener/ mejorar la capacidad hidroeléctrica instalada	Administraciones públicas	En proyecto	No definida

(*) Indíquese si la medida es (predominantemente) de naturaleza reglamentaria, financiera o «blanda» (por ejemplo, campaña de información).

(**) El resultado esperado es un cambio de comportamiento, de la capacidad instalada (MW; t/año), de la energía generada (ktep)?

(***) A qué tipo de público va destinada?: inversores, usuarios finales, administraciones públicas, urbanistas, arquitectos, instaladores? ¿A qué actividad o sector se destina la medida? ¿Producción de biocarburante, uso energético de estiércol animal, etc?

Extracto del PANER 2011-2020

6.3-PERSPECTIVAS FUTURAS.

Vista la situación del mercado hidroeléctrico español, a la hora de acometer nuevos proyectos, habrá que valorar más a fondo algunos aspectos que o no existían anteriormente o no presentaban la importancia que pueden tener en la actualidad. En particular, hay dos factores que se destacan a continuación:



- La incipiente imposición de los caudales de mantenimiento fijados para las presas de antigua construcción pueden limitar el aprovechamiento de las mismas, por lo que en el futuro se deberán de tener en cuenta en las presas de nueva construcción.
- Existen informaciones que apuntan a una posible subida y ampliación del canon hidroeléctrico que pagan las empresas productoras por el aprovechamiento del agua de los ríos españoles (El Faro de Vigo, 26-09-2010; 20 minutos, 20-11-2010). Este aspecto deberá ser tenido en cuenta en el desarrollo del estudio de viabilidad económica correspondiente.

A estos inconvenientes hay que añadir la dificultad de realizar nuevos proyectos que conlleven la construcción de grandes presas debido a motivos tanto económicos como ambientales y sociales.

A pesar de todo lo señalado anteriormente, existen varias vías para el desarrollo de nuevos proyectos que pueden resultar perfectamente realizables y económicamente rentables, como son las siguientes:

- Se ha hablado sobre la imposición de los denominados caudales de mantenimiento en algunas presas antiguas. Estos caudales podrían ser aprovechados mediante instalaciones de nueva construcción optimizadas para utilizar ese caudal ecológico.
- Existen centrales en las que se ha cesado la producción a causa del envejecimiento de las mismas y para las que podría estudiarse la viabilidad de su rehabilitación.
- Asimismo existen centrales cuyo equipamiento ha podido quedar obsoleto y que se podrían ampliar o renovar para su mejor explotación.
- La construcción de nuevas centrales de agua fluyente en distintos tipos de conducciones destinadas a otros servicios (agua potable, canales de riego, aguas residuales...) es una alternativa que puede resultar muy rentable por la menor necesidad de obra civil y la existencia de menos trabas administrativas.
- Existen presas que no abastecen a ninguna central hidroeléctrica y en las que podría estudiarse la posibilidad de instalar una de ellas adaptando sus características de equipamiento a los condicionantes que ya existan en dicha presa.



Independientemente de la situación en España, donde el potencial hidroeléctrico está ampliamente desarrollado y donde la mayoría de los proyectos de grandes centrales se llevaron a cabo en el siglo pasado, existen países en vías de desarrollo donde a día de hoy sí que son viables las centrales de gran tamaño. A modo de ejemplo se muestra un resumen de alguna de estas obras de nueva construcción.

YACIRETÁ (PARAGUAY-ARGENTINA)

DATOS:

Año puesta en funcionamiento: 1994

Altura presa: 21,3 m

Caudal medio: 8.000 m³/s

Cota de coronación: 83 m

Longitud presa: 808 m

Potencia instalada: 3.100 MW

Nº turbinas: 20

Capacidad total: 1.600 hm³

Producción bruta año 2009: 16.738 Gwh

Producción máxima: 20.700 GWh/año

La construcción de esta central ha pasado por no pocos momentos polémicos derivados del aumento de coste con respecto al presupuesto inicial, así como protestas por la inundación de parajes naturales con variedades de especies autóctonas y algunas zonas pobladas. Actualmente se encuentra ya a pleno funcionamiento. El uso de la energía producida está regulado por una serie de acuerdos entre Paraguay, Argentina y Brasil.



Foto 13: Presa de Yacyretá.

Fuente: www.funeat.org.ar

LA JOYA (COSTA RICA)

DATOS:

Año puesta en funcionamiento: 2007

Altura presa: 20 m

Salto: 109.61 m (neto 107 m)

Caudal nominal: 54.9 m³/s

Potencia instalada: 50 MW

Nº turbinas: 3 Francis vertical

Capacidad total: 70000 m³

Producción media prevista: 272 GWh/año

Esta central está incluida dentro del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MLD) previsto en el Protocolo de Kyoto. Una particularidad que posee es que no fueron necesarias obras de toma específicas, ya que obtiene el caudal del canal de desagüe de la central de Cachí, situada aguas arriba. Este caudal se almacena en un depósito artificial del que sale una tubería de presión hasta la sala de máquinas.



Foto 14: Obras de construcción de la Central de La Joya.

Fuente: www.electricamatamoros.com

PRESA DE LAS TRES GARGANTAS (CHINA)

DATOS:

Año puesta en funcionamiento: 2003 (primer grupo de generadores); 2009 (conclusión de la obra)

Altura presa: 185 m

Longitud presa: 2.309 m

Potencia instalada (final prevista): 24.000 MW

Nº turbinas: 32

Capacidad total: 39.300 hm³

Producción máxima: 84.700 GWh/año

Es la planta hidroeléctrica más grande del mundo. Su construcción supuso la inundación de 2 ciudades y 12 pueblos, afectando a casi 2 millones de personas.



Foto 15: Presa de las Tres Gargantas.

Fuente: eleciencia.blogspot.com

REPRESA DE ITAIPÚ (PARAGUAY-BRASIL)

DATOS:

Año puesta en funcionamiento: 1984 (primer grupo de generadores); 2007 ampliación

Altura presa: 190 m

Salto bruto: 120 m

Caudal medio: 645 m³/s por turbina

Cota de coronación: 225 m

Longitud presa: 7.919 m

Potencia instalada: 14000 MW

Nº turbinas: 20 tipo Francis

Capacidad total: 29.000 hm³

Producción bruta año 2009: 91.651 Gwh

Producción máxima: 94.700 GWh/año



Es la segunda presa más grande del mundo, tras la de las tres gargantas de China. Ostenta el récord mundial de producción de energía anual, con 94.684.781 GWh producidos en 2008.



Foto 16: Presa de Itaipú.

Fuente: www.electrosector.com





CAPÍTULO 7º: SITUACIÓN DE LA ENERGÍA HIDROELÉCTRICA EN ARAGÓN.

7.1-BREVE HISTORIA DE LA HIDROELECTRICIDAD EN ARAGÓN.

Se puede decir que la historia de la electricidad en España la inicia en Barcelona el farmacéutico Doménech, al utilizarla para iluminar su botica en el año 1852.

La energía hidroeléctrica comenzaría su andadura en el año 1883 en Gerona, cuando al ingeniero gerundense Narcís Xifra y Masmitjà se le ocurrió acoplar una dinamo al Molino del Mercadal (actualmente Central del Molino) para realizar un pequeño ensayo de iluminación de la Rambla y de la Plaza del Vino. Los molinos, que hasta entonces se habían utilizado para la fabricación de harina, trapos, papel y pólvora, comenzaron a habilitarse para su uso en la producción eléctrica. La Central del Molino de Gerona sigue en funcionamiento en la actualidad gracias a su recuperación por el ayuntamiento en 1987.

En 1876 se funda la primera empresa eléctrica española: *Sociedad Española de Electricidad*.

En 1883 aparecen los primeros alumbrados públicos mediante electricidad en Zaragoza, comenzando a sustituir a los antiguos de aceite y gas.

Hacia 1893 comienzan a aparecer las primeras empresas aragonesas comercializadoras de energía eléctrica: *Electra Peral Zaragozana* y *Compañía Aragonesa de Electricidad*. Ésta última fue la que llevó a cabo en 1894 la construcción de la que sería la primera central hidroeléctrica de Aragón, en el Molino de San Carlos, iniciando con ello la historia de la hidroelectricidad en la región. La central contaba con un salto de 6 metros y un caudal de 5 m³/s. Con una turbina de 300 CV de la empresa Averly, podía presumir de ser la más importante del país en ese apartado.

En los años siguientes, la comunidad aragonesa fue pionera en cierto modo en el transporte de energía eléctrica. Como muestra se pueden apuntar tres acontecimientos reseñables:

- En 1895 se instala la primera línea de distribución en corriente alterna polifásica de España y al mismo tiempo la mayor en potencia transmitida a nivel Proyecto Fin de Carrera



mundial. Fue la *Empresa Aragonesa de Alumbrado* la que llevó a cabo el proyecto, que serviría para alimentar el alumbrado público y que contaba con una longitud de 5000 metros, que distribuían electricidad a 2300 V, 50 A y 46 Hz de frecuencia.

- En 1901 se realiza el segundo ensayo europeo de transporte en corriente alterna, entre el Molino de San Carlos y la ciudad de Zaragoza, a 3 km de distancia.

- En 1904 se llevan a cabo los primeros transportes a 30 kV de tensión de Europa, entre las centrales de Carcavilla y Marracos (río Gállego) y la ciudad de Zaragoza.

Según un estudio estadístico, en el año 1901 se computaban en España un total de 859 centrales hidroeléctricas con una potencia de 127940 HP, de la que el 39% era de origen hidráulico. La potencia instalada en Aragón suponía un 4% del total del país entre ese año y 1904. En esa época, aparte de las pertenecientes a las dos primeras compañías nombradas anteriormente, cabe destacar la central hidroeléctrica de Estadilla (Huesca), de la sociedad ilerdense *Eléctricas del Cinca*, todas ellas con una potencia inferior a 1 MW.

En 1907, las tres principales compañías zaragozanas (*Electra Peral Zaragozana*, *Compañía Aragonesa de Electricidad* y *Empresa Aragonesa de Alumbrado*) se fusionan formando las *Sociedades Eléctricas Reunidas*, que junto con *Teledinámica del Gállego* conformarán en 1911 la empresa *Eléctricas Reunidas de Zaragoza* (ERZ). En los años siguientes, ésta irá absorbiendo progresivamente las diferentes empresas emergentes de ámbito local y comarcal.

En el año 1918 la *Empresa Catalana de Gas* abre la Central Hidroeléctrica de Seira (foto 17), un anticipo del gran desarrollo hidroeléctrico que experimentará el Alto Aragón durante la Primera Guerra Mundial debido a las inversiones de capital vasco, catalán y madrileño. De esta manera, Huesca se consolidará hasta la Guerra Civil como la segunda provincia de España tras Lérida en producción de energía hidroeléctrica.



Foto 17: Central de Seira (Huesca).

Fuente: propia.

Durante los años 20 y 30, la producción hidroeléctrica en Aragón sube a un ritmo muy superior a la media nacional, lo que va unido a la instalación de fábricas grandes consumidoras de electricidad como electroquímicas y electrometalúrgicas, propiciando el desarrollo de zonas como Sabiñánigo y Monzón. Para hacerse una idea de esta desigualdad, baste decir que en 1930 la potencia eléctrica total instalada en España ascendía a 1154 MW, siendo la producción hidroeléctrica el 81% del total. La potencia hidroeléctrica instalada en Aragón era de 210 MW.

Tras la Guerra Civil, se produce en el país un período de desarrollo y modernización en el ámbito hidroeléctrico. Al mismo tiempo, el gobierno comienza su intervención en el sector eléctrico con la *Empresa Nacional Calvo Sotelo (ENCASO)* en 1942 y se crea *Unidad Eléctrica, S.A. (UNESA)* en 1944, que agrupará a las empresas de mayor importancia en el sector, entre las que se encuentran la mencionada *ERZ* y *Energía e Industrias Aragonesas (EIASA)*.

En el año 1944 comienza un período de sequía generalizada unida a una crisis de producción de energía eléctrica que se prolongará durante una década. El crecimiento de la demanda de energía provoca la aparición de nuevas empresas en



el sector, como las gubernamentales *Empresa Nacional de Electricidad, S.A.* (*ENDESA*) en 1944 y *Empresa Nacional Hidroeléctrica Ribagorzana (ENHER)* en 1946. Como segunda consecuencia de esta demanda, se acomete un Plan de Construcciones entre 1945 y 1949, cuyos objetivos son multiplicar por 4 la potencia instalada e incrementar la participación de las centrales térmicas. Para controlar todo el mercado energético emergente, se aprueba la Aplicación de Tarifas Tope Unificadas en 1953.

En Aragón se acometen las obras de nuevas centrales hidroeléctricas, como es el caso de las de San José (1949), La Sarra (1954) y Escalés (1955). Sin embargo, tras la puesta en funcionamiento en 1950 de la Central Térmica de Aliaga, la hidroelectricidad deja de ser la primera fuente de producción a favor de la energía térmica. Dos años más tarde, en 1952, se inaugurará la Central Térmica de Escatrón.



Foto 18: Turbina Francis de la Central de Sallent (Huesca), puesta en servicio en 1954.

Fuente: propia.

El gobierno español acomete en 1959 un Plan de Estabilización para aumentar la producción y el consumo y en 1960 aprueba la liberalización del comercio exterior de energía eléctrica y lleva a cabo el desarrollo de las redes de alta tensión. Comienza un amplio desarrollo de los ríos aragoneses, llegando en 1970 a una potencia



hidroeléctrica de 1175 MW y una producción de 3300 GWh. En 1964 comienza a funcionar la Central Hidroeléctrica de Mequinenza, que con sus 324 MW es la mayor de Aragón en potencia instalada hasta la actualidad; y en 1969 la de Ip, en Canfranc, primera central de bombeo de la comunidad.

Los Planes Energéticos aprobados en España en 1975 y 1979 supondrán, entre otras medidas, una nueva potenciación de la hidroelectricidad; y el año siguiente será el de la repercusión en España de la crisis petrolífera del 73, que llegó con retraso y agravamiento debido a la delicada situación política del país. Así, se llevó a cabo entre 1975 y 1985 una reducción de la dependencia del petróleo y una explotación mayor del carbón nacional, así como la intervención estatal en la adaptación y transformación del sector eléctrico, lo que llevó a este a ser el impulso principal del desarrollo del país. Uno de los proyectos que se llevan a cabo es el de la Central Térmica de Andorra, que con sus 1050 MW de potencia instalada, hace que la energía térmica en Aragón pase a ser la fuente más importante en detrimento de la hidroeléctrica, que en 1985 alcanzaba ya una potencia total de 1475 MW y una producción de 3300 GWh.

El Plan Energético Nacional de 1983 supondrá una modernización e integración de todas las redes de alta tensión, pasando a pertenecer a la sociedad *Red Eléctrica Española*. Debido a ello se construyen nuevas subestaciones de enlace adaptando los puntos de conexión entre las zonas de producción, como es el caso de Aragón. También a la hidroelectricidad en la región llega la modernización con la apertura de la central de bombeo de Moraléts que supone un ejemplo de funcionalismo. Sin adornos y con el edificio situado bajo tierra, se abastece mediante dos lagos artificiales (Llauset arriba y Baserca abajo), de manera que se turbinan de lunes a viernes (cuando la demanda es mayor) y se bombea el agua de nuevo hacia arriba durante el fin de semana.

Con el ingreso de España en la CEE (1986), aparece la necesidad de adecuar el sistema eléctrico nacional al del resto de los países europeos, lo que supondría a partir de entonces la aparición de nuevas legislaciones al respecto y un mayor énfasis en los temas medioambientales. Como respuesta a esto último, aparece en 1987 la *Asociación de Productores de Energías Renovables (APPA)*, que reúne en la actualidad a más de 350 empresas de toda España dedicadas a la explotación de los distintos tipos de energías renovables, entre ellas la minihidráulica. En el aspecto



legislativo, el gobierno aprueba en 1990 el *Plan de Ahorro y Eficiencia Energética (PAEE)* como una de las primeras medidas para conseguir la optimización de los recursos energéticos.

En cuanto a la energía hidráulica, existen diversos factores que dificultan o imposibilitan la apertura de grandes centrales de nueva construcción. Los emplazamientos idóneos se encuentran ya explotados en su mayoría, el impacto social por el desalojo forzoso de núcleos de población es tenido en cuenta más que nunca antes y además la inversión necesaria y los plazos de amortización son demasiado elevados. Todo ello, unido al apoyo de las nuevas legislaciones y a los avances tecnológicos que posibilitan unos altos rendimientos productivos, ha impulsado el crecimiento del sector minihidráulico.

En 1995, un año después de entrar en vigor el *Plan Energético de Aragón*, la potencia hidroeléctrica instalada en la Cuenca del Ebro era de 3670 MW, de los cuales 1447 MW se ubicaban en la región aragonesa, cifrándose la participación de la minihidráulica(potencia inferior a 10 MW) en 148 MW de potencia y 272,4 GWh de producción. En el año siguiente se instalarían 5 nuevas centrales con una potencia total de 16,885 MW, alcanzando a finales de 1997 una potencia total de 1521,113 MW(174,085 MW minihidráulica) y una producción de 3775,961 GWh (685,881 GWh minihidráulica). En 1998 se redactó el *Plan de Energías Renovables de Aragón*, que recientemente ha sido sustituido junto con el anteriormente citado por el nuevo *Plan Energético de Aragón*, con vigencia desde el año 2005 hasta el 2013, adecuándose mejor a las normativas europeas y españolas, como el *Plan de Fomento de las Energías Renovables (PLAFER)* de 1999. Éste pone especial énfasis en el apoyo e impulso a las energías renovables, haciendo referencia a las siguientes: eólica, biomasa, hidráulica y solar.

Los objetivos marcados en estos y otros planes, al igual que en el *Protocolo de Kyoto* (1997) con respecto a las energías renovables y a la emisión de gases contaminantes son sumamente ambiciosos, por lo que queda un largo camino por recorrer. Lo que parece claro es que la energía minihidráulica tiene todavía mucho que aportar en este asunto.



7.2-CRONOLOGÍA.

ARAGÓN

- 1883** Primeros alumbrados en Zaragoza
- 1893** Aparecen las primeras compañías productoras de electricidad: *Electra Peral Zaragozana y Compañía Aragonesa de Electricidad*.
- 1894** Primera central hidroeléctrica de Aragón: Molino de San Carlos.
- 1895** Primer transporte en corriente alterna polifásica de España para alumbrado público.
- 1901** Segundo ensayo mundial de transporte en alterna entre el Molino de San Carlos y Zaragoza (3 km).
- 1904** Primeros transportes a 30 kV de tensión entre las centrales de Carcavilla y Marracos y Zaragoza.

- 1911** Creación de ERZ.
- 1918** Central Hidroeléctrica de Seira.
- Años 20, 30** Crecimiento de la hidroelectricidad superior a la media española.
- 1930** Potencia hidroeléctrica instalada: 210 MW.

ESPAÑA

- 1852** Primera aplicación práctica de electricidad: el farmacéutico Doménech ilumina su botica en Barcelona.
- 1876** Primera empresa eléctrica de España: *Sociedad Española de Electricidad*.
- 1883** Primera central hidroeléctrica de España: molino en el centro de Gerona para alumbrado público y dependencias municipales.
- 1901** Estadística de centrales eléctricas: 859 centrales, con una potencia de 127940 HP (el 39% hidroeléctrica).
- 1909** Construcción de la mayor línea eléctrica de Europa en tensión y longitud (60 kV y 250 km).
- 1930** Potencia eléctrica instalada: 1154 MW (el 81% hidroeléctrica).
- 1936** Potencia eléctrica instalada: 1491 MW.
- 1942** Creación de ENCASO (*Empresa Nacional Calvo Sotelo*).
- 1944** Creación de UNESA. Creación de ENDESA.

**ARAGÓN**

- 1949** Central Hidroeléctrica San José.
- 1950** Central Térmica de Aliaga (la termoeléctricidad supera a la hidroelectricidad).
Potencia hidroeléctrica: 437 MW.
- 1952** Central Térmica de Escatrón.
- 1954** Central Hidroeléctrica de La Sarra.
- 1955** Central Hidroeléctrica de Escalés.
- Años 60** Amplio desarrollo de la hidroelectricidad en los ríos Aragoneses.
- 1964** Central Hidroeléctrica de Mequinenza (la mayor de Aragón en potencia instalada).
- 1969** Central Hidroeléctrica de Ip (central de bombeo).
- 1980** Central Térmica de Andorra (la energía térmica adquiere más importancia que la hidráulica).
- 1991** Nuevas instalaciones en la Central Térmica de Escatrón (80 MW).
- 1982** *Estudio de Identificación y Evaluación de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas Existentes y de Nueva Planta en Aragón.*
- 1985** Publicación de resultados de la *Identificación y Evaluación de Nuevos Emplazamientos.*
Central Hidroeléctrica de Moraléts.

1990 Estadística del MOPU.
Potencia hidroeléctrica: 1481,5 MW.
Energía producida: 2397,3 GWh/año

ESPAÑA

1946 Creación de ENHER (*Empresa Nacional Hidroeléctrica Ribagorzana*).

1953 Aplicación de Tarifas Tope Unificadas.

1959 *Plan de estabilización.*

1960 Liberalización del comercio exterior de energía eléctrica.
Desarrollo de la red de alta tensión.

1975 Planes Energéticos (suponen una potenciación de la hidroelectricidad)

1983 *Plan Energético Nacional.*

1986 España ingresa en la C.E.E.
1987 Creación de la APPA (*Asociación de Productores de Energías Renovables*).

1990 PAEE (*Plan de Ahorro y Eficiencia Energética*).



ARAGÓN

1995 *Plan Energético de Aragón.*
1996 Energía producida: 4509 GWh
(752,3 GWh procedentes de
minicentrales hidroeléctricas).

ESPAÑA

1999 PLAFER (*Plan de Fomento de las Energías Renovables*).
2005 Potencia hidroeléctrica: 18400 MW.





BIBLIOGRAFÍA

BIBLIOGRAFÍA:

Atlas de recursos hidroeléctricos de Aragón, CIRCE y Gobierno de Aragón. 1998.

Minicentrales Hidráulicas. Mercado eléctrico, aspectos técnicos y viabilidad económica de las inversiones, Bellisco Ediciones Técnicas y Científicas. 2004.

La Energía. Usos y aplicaciones en Aragón. Colección CAI100. Departamento de Economía-CREA (Confederación de Empresarios de Aragón). 2001.

Dimensionamiento y optimización de obras hidráulicas, Colegio de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos. 1997.

Grandes presas: 110 años de trabajo, Iberdrola. 2006.

Centrales hidráulicas en España, Endesa.

Minicentrales Hidroeléctricas (Manuales de Energías Renovables), IDAE. 2006

Nuevas soluciones tecnológicas para la medición de caudal en ríos, estudio presentado en el III Congreso de Ingeniería Civil, Territorio y Medio Ambiente, en Zaragoza. 2006.

Turbinas hidráulicas, Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética de la Universidad de Cantabria. 2003

Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

PER (Plan de Energías Renovables) 2005-2010. IDAE.



PANER (Plan de Acción Nacional de Energías Renovables de España) 2011-2020.
IDAE.

INTERNET:

www.idae.es

Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía.

www.mityc.es

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

www.ree.es

Red Eléctrica Española, operadora del sistema eléctrico español.

www.appa.es

Asociación de Pequeños Productores de Energías Renovables.

hispagua.cedex.es

Sistema español de información sobre el agua.

www.ine.es

Instituto Nacional de Estadística

www.agenex.net

Agencia Extremeña de la Energía

www.chebro.es

Confederación Hidrográfica del Ebro



AGRADECIMIENTOS

A Antonio Montañés, por rescatarme en mi atasco.

A mi familia y amigos, por aguantarme en los momentos críticos.

A Pili, por la inestimable información proporcionada.

A la Confederación Hidrográfica del Ebro, por su ayuda desinteresada.

A Eva, por acompañarme en los reportajes fotográficos y por todo lo demás...